



TUGAS AKHIR TF 141581

OPTIMISASI JARINGAN *PIPELINES* DISTRIBUSI *CO₂ CAPTURED* UNTUK PROSES *ENHANCED* *OIL RECOVERY*

MUHAMMAD KHALIL
NRP 2415.105.013

Dosen Pembimbing
Totok Ruki Biyanto, Ph.D.

PROGRAM STUDI S1 TEKNIK FISIKA
DEPARTEMEN TEKNIK FISIKA
Fakultas Teknologi Industri
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2017



FINAL PROJECT TF 141581

**OPTIMIZATION OF CO₂ CAPTURED
DISTRIBUTION PIPELINES-NETWORK FOR
ENHANCED OIL RECOVERY PROCESS**

**MUHAMMAD KHALIL
NRP 2415.105.013**

**Advisor Lecture
TOTOK RUKI BIYANTO, Ph.D.**

**BACHELOR DEGREE OF ENGINEERING PHYSICS
ENGINEERING PHYSICS DEPARTMENT
Industrial Faculty of Technology
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2017**

PERNYATAAN BEBAS PLAGIASI

Saya yang bertanda tangan di bawah ini:

Nama : Muhammad Khalil

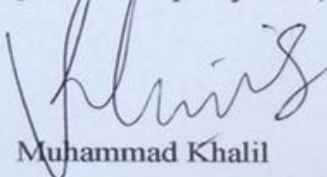
NRP : 2415105013

Departemen : Teknik Fisika FTI-ITS

dengan ini menyatakan bahwa tugas akhir saya yang berjudul "OPTIMISASI JARINGAN *PIPELINES* DISTRIBUSI CO_2 CAPTURED UNTUK PROSES *ENHANCED OIL RECOVERY*" adalah bebas plagiasi. Apabila pernyataan ini terbukti tidak benar, maka saya bersedia menerima sanksi sesuai ketentuan yang berlaku.

Demikian surat pernyataan ini saya buat dengan sebenar-benarnya.

Surabaya, 27 Juli 2017
Yang membuat pernyataan,



Muhammad Khalil

LEMBAR PENGESAHAN
OPTIMISASI JARINGAN *PIPELINES*
DISTRIBUSI *CO₂ CAPTURED*
UNTUK PROSES *ENHANCED OIL RECOVERY*

TUGAS AKHIR

Oleh :

Muhammad Khalil
NRP : 2415 105 013

Surabaya, 27 Juli 2017
Mengetahui/Menyetujui

Pembimbing



Totok Ruki Biyanto, Ph.D.
NIPN. 197107021998021001

Ketua Departemen
Teknik Fisika FTI-ITS



Asus Muhamad Hatta, S.T., M.Si., Ph.D.
NIPN. 197809022003121002

LEMBAR PENGESAHAN
OPTIMISASI JARINGAN PIPELINES
DISTRIBUSI CO_2 CAPTURED
UNTUK PROSES ENHANCED OIL RECOVERY

TUGAS AKHIR

Diajukan Untuk Memenuhi Salah Satu Syarat
Memperoleh Gelar Sarjana Teknik
pada

Bidang Studi Rekayasa Instrumentasi
Program Studi S-1 Departemen Teknik Fisika
Fakultas Teknologi Industri
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Oleh :

MUHAMMAD KHALIL

NRP. 2415 105 013

Disetujui oleh Tim Penguji Tugas Akhir :


1. Totok Ruki Biyanto, Ph.D.

 (Pembimbing)


2. Ir. Zulkifli, M.Sc.

 (Ketua Penguji)

3. Dr. Ir. Ali Musyafa', M.Sc.

 (Penguji 1)

4. Hendra Cordova S.T, M.T.

 (Penguji 2)

SURABAYA
Juli, 2017

OPTIMISASI JARINGAN *PIPELINES* DISTRIBUSI CO_2 *CAPTURED* UNTUK PROSES *ENHANCED OIL RECOVERY*

Nama : **Muhammad Khalil**
NRP : **2415 105 013**
Program Studi : **S1 Teknik Fisika**
Departemen : **Teknik Fisika**
Dosen Pembimbing : **Totok Ruki Biyanto, Ph.D.**

Abstrak

Pada saat ini Indonesia memiliki *powerplants* yang tersebar luas di berbagai daerah baik milik PLN ataupun perusahaan swasta (Non PLN). Setiap perusahaan akan mengemisikan CO_2 dari hasil pembakaran *powerplant*. CO_2 tersebut dapat digunakan untuk *enhanced oil recovery* (EOR). CO_2 EOR merupakan suatu proses injeksi CO_2 ke dalam suatu sumur injeksi untuk meningkatkan produksi minyak khususnya pada sumur tahap tersier. Potensi CO_2 EOR ini dapat diterapkan di Indonesia mengingat terdapat beberapa *powerplant* dan perusahaan minyak khususnya di Jawa Timur. Akan tetapi untuk mengaplikasikannya membutuhkan biaya (*cost*) yang bergantung pada jumlah CO_2 yang dialirkan dan jarak tempuh antara sumber CO_2 ke sumur injeksi, sehingga dibutuhkan optimisasi agar diperoleh *cost* yang minimum. *Cost* terdiri CAPEX dan OPEX atas *CO_2 captured* (PLTU dan PLTG), pipa dan kompresor. Dalam hal ini variabel optimasi yaitu jalur perpipaan, diameter pipa, dan *mass flowrate CO_2 Captured*. Lokasi *sources* (*powerplants*) dan *sinks* (perusahaan minyak) berada di Jawa Timur dengan jumlah *source* dan *sink* masing-masing sebesar 7, dengan kapasitas dan koordinat yang berbeda-beda. Hasil optimisasi didapat jalur distribusi CO_2 dari *source* 1,3,4,dan 7, karena jaraknya yang relatif lebih dekat terhadap sejumlah *sink*. *Source* 1 men-supply sebesar 57,934 kton, *source* 3 sebesar 6,965 kton, *source* 4 sebesar 16,167 kton, dan *source* 7 sebesar 1,597

kton. Masing-masing diameter yaitu sebesar 1 inci. Nilai CAPEX minimum setiap *source* dalam mendistribusikan *CO₂ captured* yaitu *source* 1 sebesar US\$1.721.691, *source* 3 US\$247.066, *source* 4 US\$797.111, dan *source* 7 US\$352.359. Nilai OPEX minimum setiap *source* dalam mendistribusikan *CO₂ Captured* yaitu *Source* 1 sebesar US\$1.243.876, *Source* 3 US\$202.927, *Source* 4 US\$660.846, dan *Source* 7 US\$335.888

Kata kunci: *CO₂ captured, Enhanced oil recovery, Source, Sink, Jaringan Perpipaan, Optimisasi*

OPTIMIZATION OF CO₂ CAPTURED DISTRIBUTION PIPELINES- NETWORK FOR ENHANCED OIL RECOVERY PROCESS

Name : **Muhammad Khalil**
NRP : **2415 105 013**
Study Program : **Bachelor Degree of Engineering Physics**
Department : **Engineering Physics**
Advisor Lecture : **Totok Ruki Biyanto, Ph.D.**

Abstract

On this time, Indonesia have powerplants that spread in some area, either PLN or private company (Non PLN). Every company will emit CO₂ from result of powerplant's burning. These CO₂ can be used for enhanced oil recovery (EOR). CO₂ EOR is a process of injecting CO₂ to an injection well for enhance oil production especially at well in tersier stage. CO₂ EOR is potensial to install in Indonesia, remembered there are a lot of powerplants and oil companies especially in East Java. But to apply it, need cost that depend on amount of CO₂ which streamed and mileage between CO₂'s source to injection well, so that required optimization to provided minimum cost. Cost composed as CAPEX and OPEX on CO₂ captured (steam powerplant and gas powerplants), pipe, and compressor. In this case the optimization variables are pipeline path, pipe diameter, and CO₂ captured mass flowrate. Location of sources (powerplants) and sinks (oil company) are in East Java with amount of each are 7, with different both capacity and coordinate. The result of optimization provided a path which distribute CO₂ from source 1,2,3, and 7 because they distance relatively closer to amount of sink. Source 1 supply about 57,934 kton, source 3 supply about 6,965 kton, source 4 supply about 16,167 kton, and source 7 supply about 1,597 kton. Each diameter is about 1 inch.. Minimum CAPEX value all source in distributing CO₂ captured

are source 1 about US\$1.721.691, source 3 about US\$247.066, source 4 about US\$797.111, and source 7 about US\$352.359. Minimum OPEX value all source in distributing CO₂ captured are source 1 about US\$1.243.876, source 3 about US\$202.927, source 4 about US\$660.846, and source 7 about US\$335.888

Keywords: *CO₂ captured, Enhanced oil recovery, Source, Sink, Pipelines, Optimization*

KATA PENGANTAR

Alhamdulillah puji syukur kehadirat Allah SWT yang telah memberi kesehatan dan hidayah sehingga kami bisa menyelesaikan tugas akhir dan laporan ini. Salawat dan salam semoga tercurahkan kepada junjungan Nabi Besar Muhammad SAW, semoga kita semua mendapat syafaatnya kelak di akhirat.

Selain itu tak lupa kami mengucapkan terima kasih kepada:

1. Orang tua yang telah mendukung dan memotivasi sampai selesainya tugas akhir ini.
2. Bapak Agus Muhamad Hatta, S.T., M.Sc., Ph.D. selaku Ketua Departemen Teknik Fisika - ITS
3. Bapak Dr. Ir. Purwadi Agus Darwito, M.Sc selaku dosen wali kami
4. Bapak Totok Ruki Biyanto, Ph.D. selaku dosen pembimbing kami
5. LJ 2015 yang telah berjuang bersama 2 tahun ini
6. Gaes BERTIGA AJA yang telah sangat mendukung untuk menyelesaikan TA ini
7. Keluarga STRONG WARRIORS Workshop Instrumentasi 2012 yang telah turut mendukung.
8. Teman-teman yang telah banyak membantu dalam pengerjaan khususnya memberi ide pada program.
9. Pengurus dan staff Workshop Instrumentasi
10. Para alumni yang telah memberi banyak saran, motivasi, pengalaman dan bantuan selama proses pengerjaan.
11. Semua pihak yang tidak dapat kami sebutkan satu persatu, yang telah banyak membantu dalam pengerjaan tugas akhir ini sampai selesai

Sekian yang bisa kami sampaikan. Semoga isi laporan dari hasil pengerjaan tugas akhir ini dapat bermanfaat bagi kita semua baik di masa kini maupun masa depan. Kami juga menyadari bahwa kesempurnaan hanya milik Allah SWT, untuk kami memohon

maaf atas segala kesalahan baik dalam pengajuan proposal, pengerjaan, hingga penyusunan laporan ini.

Surabaya, 24 Juli 2017

Penulis

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL I	i
HALAMAN JUDUL II	ii
LEMBAR PERNYATAAN BEBAS PLAGIASI	iii
LEMBAR PENGESAHAN I	iv
LEMBAR PENGESAHAN II	v
ABSTRAK	vi
ABSTRACT	viii
KATA PENGANTAR	x
DAFTAR ISI	xii
DAFTAR GAMBAR	xiv
DAFTAR TABEL	xv
BAB I PENDAHULUAN	
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Rumusan Masalah	3
1.3 Tujuan	3
1.4 Lingkup Kajian	3
BAB II DASAR TEORI	
2.1 Properti CO ₂	5
2.2 CO ₂ Captured	8
2.3 Enhanced Oil Recovery	9
2.4 Pipelines CO ₂ Captured - EOR	12
2.5 Cost Investment CO ₂ Captured - EOR	14
2.6 Genetic Algorithm	15
BAB III METODOLOGI	
3.1 Flowchart	19
3.2 Perhitungan Data Sekunder	22
3.3 Identifikasi Cost	24
3.4 Problem Formulation	25
BAB IV ANALISIS DATA DAN PEMBAHASAN	
4.1 Hasil Perhitungan Emisi CO ₂ Powerplant	35
4.2 Hasil Perhitungan Kebutuhan CO ₂ Injeksi	36
4.3 Peta Lokasi Source dan Sink	37
4.4 Hasil Optimisasi	38
4.5 Perhitungan CAPEX dan OPEX	43

4.6 Perbandingan Hasil Optimisasi	53
---	----

BAB V PENUTUP

5.1 Kesimpulan.....	57
---------------------	----

5.2 Saran.....	57
----------------	----

DAFTAR PUSTAKA

LAMPIRAN

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1	Diagram Fasa CO ₂	5
Gambar 2.2	Kurva Tekanan dan Densitas	7
Gambar 2.3	Kurva Tekanan dan Viskositas	7
Gambar 2.4	<i>Process Flow Diagram</i> Pemisahan CO ₂	9
Gambar 2.5	Produksi Minyak Hasil EOR Berbagai Negara .	12
Gambar 2.6	Jaringan Distribusi CO ₂ captured.....	14
Gambar 2.7	<i>Crossover</i>	17
Gambar 2.8	<i>Flowchart Genetic Algorithm</i>	18
Gambar 3.1	<i>Flowchart</i> Tugas Akhir	21
Gambar 3.2	<i>Flowchart</i> Optimisasi Menggunakan GA	33
Gambar 4.1	Peta <i>Source</i> dan <i>Sink</i> di Jawa Timur	37
Gambar 4.2	Peta Jalur Distribusi CO ₂ captured.....	39
Gambar 4.3	Grafik Diameter Pipa	40
Gambar 4.4	<i>Mass Flowrate Source</i>	41
Gambar 4.5	Grafik Simulasi GA	43
Gambar 4.6	CAPEX Pipa <i>Source</i>	44
Gambar 4.7	CAPEX CO ₂ Captured.....	45
Gambar 4.8	Daya Kompresor <i>Source</i>	46
Gambar 4.9	CAPEX Kompresor	47
Gambar 4.10	CAPEX Total <i>Source</i>	48
Gambar 4.11	OPEX Pipa <i>Source</i>	49
Gambar 4.12	OPEX CO ₂ Captured <i>Source</i>	50
Gambar 4.13	OPEX Kompresor <i>Source</i>	51
Gambar 4.14	OPEX Total <i>Source</i>	52
Gambar 4.15	Jalur Sebelum Optimisasi.....	54

DAFTAR TABEL

Tabel 3.1	Data <i>Oil Production</i> (STB) dari <i>CO₂ Injected</i>	23
Tabel 3.2	Komponen CAPEX dan OPEX CCS.....	24
Tabel 3.3	CAPEX dan OPEX <i>CO₂ Captured</i>	26
Tabel 4.1	Data Sekunder <i>Source</i>	35
Tabel 4.2	Jumlah Emisi CO ₂ Setiap <i>Source</i>	36
Tabel 4.3	Jumlah Kebutuhan CO ₂ Injeksi Perusahaan Minyak	37
Tabel 4.4	Tabel Jarak <i>Source</i> Terhadap <i>Sink</i>	38
Tabel 4.5	Jalur Perpipaan Teroptimasi	38
Tabel 4.6	Diameter Teroptimasi	40
Tabel 4.7	<i>Mass Flowrate</i> Teroptimasi.....	41
Tabel 4.8	Jumlah Penggunaan Emisi CO ₂ <i>Powerplant</i>	42
Tabel 4.9	CAPEX Pipa	44
Tabel 4.10	CAPEX <i>CO₂ Captured</i>	45
Tabel 4.11	Daya Kompresor	46
Tabel 4.12	CAPEX Kompresor	47
Tabel 4.13	CAPEX Total.....	48
Tabel 4.14	OPEX Pipa.....	49
Tabel 4.15	OPEX <i>CO₂ Captured</i>	50
Tabel 4.16	OPEX Kompresor.....	51
Tabel 4.17	OPEX Total	52
Tabel 4.18	Jumlah CAPEX dan OPEX <i>Source</i>	53
Tabel 4.19	Jalur Sebelum Optimisasi	53
Tabel 4.20	Perbandingan Hasil Optimisasi Jalur.....	55
Tabel 4.21	<i>Mass Flowrate</i> Sebelum Optimisasi.....	55
Tabel 4.22	Diameter Sebelum Optimisasi	56
Tabel 4.23	Perbandingan <i>Cost</i> Hasil Optimisasi	56

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Pada saat ini Indonesia memiliki beberapa *powerplant* yang tersebar luas di berbagai daerah baik milik PLN ataupun perusahaan swasta (Non PLN), dengan kapasitas produksi listrik yang berbeda-beda setiap perusahaan. Menurut data Statistik Ketenagalistrikan 2014, sampai dengan akhir tahun 2014, kapasitas terpasang pembangkit tenaga listrik di Indonesia mencapai 53.065 MW yang terdiri dari pembangkit PLN sebesar 37.379 MW dan Non PLN sebesar 15.685 MW. Dalam hal ini terjadi kenaikan produksi sebesar 2.166 MW atau 4,25% dibandingkan dengan tahun 2013 dengan kapasitas produksi listrik sebesar 50.898 MW [1]. Dengan meningkatnya kapasitas produksi listrik tersebut, tentunya akan meningkatkan emisi CO₂ yang dihasilkan. Hal ini akan memberikan dampak negatif, seperti pencemaran bagi lingkungan karena CO₂ merupakan suatu polutan.

Walaupun CO₂ merupakan suatu polutan, namun sebenarnya dapat dimanfaatkan untuk suatu proses yang lain. Dalam kehidupan sehari-hari, CO₂ dapat dimanfaatkan contohnya pada produk minuman bersoda untuk karbonisasi, pada tumbuhan untuk proses fotosintesis, dan *dry-ice*. Selain dalam kehidupan sehari-hari, CO₂ juga dapat dimanfaatkan dalam dunia industri perminyakan yaitu untuk *enhanced oil recovery* (EOR).

CO₂ EOR merupakan suatu proses injeksi CO₂ ke dalam suatu sumur injeksi untuk meningkatkan produksi minyak khususnya pada sumur tahap tersier. Peran CO₂ ini adalah untuk meningkatkan misibiliti minyak agar lebih mudah terangkat ke permukaan bumi. CO₂ EOR telah dilakukan di dunia dan masih terus berkembang. Salah satu aplikasi pemanfaatan CO₂ untuk EOR telah dilakukan di Norwegia, yaitu pada *powerplant* Kårstø dengan kapasitas CO₂ sebesar 125 juta ton yang dilakukan selama 25 tahun untuk diinjeksikan di area Utsira South dengan jarak 33 km [2].

Pemanfaatan CO_2 untuk EOR ini juga memiliki potensi untuk dapat diterapkan di Indonesia, khususnya di Jawa Timur. Hal ini dikarenakan Jawa Timur memiliki beberapa perusahaan minyak seperti Exxonmobil, Pertamina, Petronas, Santos, Petrocina, Camar Resources Canada dan Saka Pangkah yang dapat memanfaatkan CO_2 EOR untuk meningkatkan produksi minyak perusahaan tersebut. Adapun CO_2 yang akan digunakan dapat diperoleh atau ditangkap dari emisi CO_2 *powerplant* yang ada di Indonesia khususnya BUMN di Jawa Timur, seperti PJB Gresik dan Paiton, Indonesia Power Perak dan Grati, dan PLN Tanjung Awar-awar serta Paiton 9 [3]. Adapun proses penangkapan CO_2 dan proses penyimpanannya disebut dengan *Carbon Captured and Storage* (CCS). Namun, untuk dilakukannya CCS memerlukan biaya (*cost*), yaitu untuk teknologi *capture* CO_2 pada *powerplant* contohnya menggunakan Amine, sistem perpipaan untuk distribusi CO_2 dan EOR sebagai *storage*. Besarnya biaya-biaya tersebut bergantung pada banyaknya jumlah CO_2 yang dialirkan dan jarak tempuh antara sumber CO_2 ke sumur injeksi, sehingga berapa banyak CO_2 yang ditangkap dan jarak terpendek dari sumber ke sumur injeksi perlu dioptimisasi untuk memperoleh *cost* yang minimal.

Optimisasi membutuhkan tiga komponen utama, yaitu fungsi objektif, model, dan teknik optimasi. Fungsi objektif merupakan fungsi tujuan yang ingin dicapai. Adapun model adalah tiruan berupa persamaan matematis yang terdiri dari variabel optimasi dan mendukung fungsi objektif. Sedangkan teknik optimasi adalah teknik yang digunakan untuk optimisasi baik secara deterministik maupun stokastik.

Pada tugas akhir ini, fungsi objektif yaitu meminimalkan *cost* CCS baik dari segi *capture* CO_2 dan jaringan perpipaan untuk mendistribusikannya. Model CCS dan jaringan perpipaan memiliki karakteristik non-linier dan mengansur komponen biner pada pemilihan jalur perpipaan. Oleh sebab itu, optimisasi masuk dalam kelas *Mixed Integer Non-Linear Programming* (MINLP), sehingga diperlukan teknik optimasi yang sesuai contohnya yaitu

algoritma stokastik yang dapat memecahkan permasalahan MINLP.

1.2 Rumusan Masalah

Adapun rumusan masalah dari pengerjaan tugas akhir ini yaitu:

1. Bagaimana memodelkan jaringan distribusi CO₂ untuk proses *enhanced oil recovery*?
2. Bagaimana memperoleh nilai *cost* minimal pada pembuatan CCS dan jaringan perpipaan CO₂ untuk keperluan *enhanced oil recovery*?

1.3 Tujuan

Adapun tujuan yang ingin dicapai dari pengerjaan tugas akhir ini yaitu:

1. Memodelkan jaringan distribusi CO₂ untuk proses *enhanced oil recovery*
2. Memperoleh nilai *cost* minimal pada pembuatan CCS dan jaringan perpipaan CO₂ untuk keperluan *enhanced oil recovery*.

1.4 Lingkup Kajian

Dalam rangka untuk menghindari meluasnya topik, maka dalam pengerjaan tugas akhir ini, ditentukan lingkup kajian seperti berikut ini:

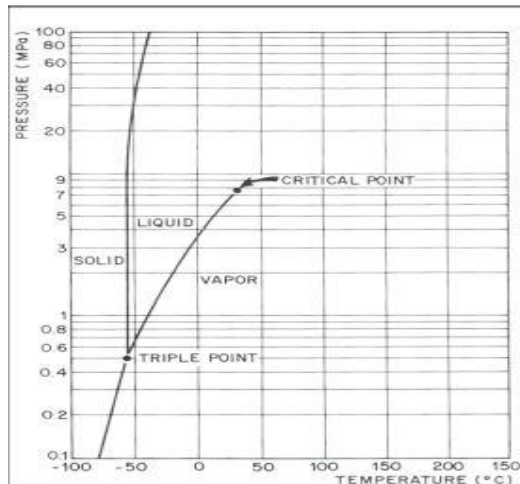
1. Optimisasi jaringan perpipaan CO₂ EOR dilakukan di Jawa Timur dengan mengambil beberapa titik lokasi sumber (*source*) dan sumur injeksi (*sink*) sesuai dengan yang telah ditentukan.
2. Pipa yang digunakan diasumsikan lurus dari suatu *source* menuju suatu *sink*
3. Optimisasi menggunakan *Genetical Algorithm*

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

BAB II DASAR TEORI

2.1 Properti CO₂

Secara alami, karakteristik dari CO₂ tidak berwarna, tidak berbau, dan tidak mudah terbakar. Berat molar CO₂ dalam kondisi standar yaitu sebesar 44,010 g/mol, yang mana lebih besar dibanding udara. Adapun fase CO₂ berdasarkan pada temperatur dan tekanan ditunjukkan dalam diagram fasa CO₂ pada Gambar 2.1 berikut [4]



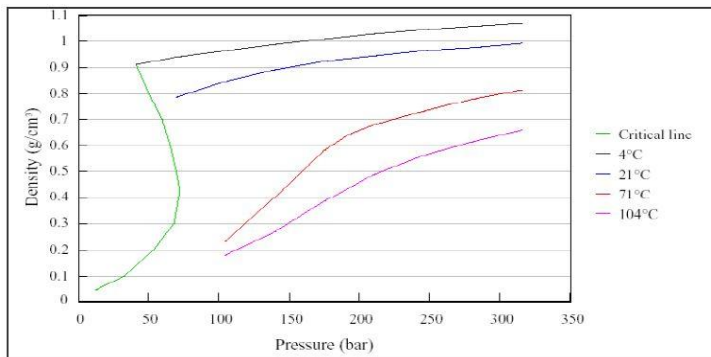
Gambar 2.1 Diagram Fasa CO₂

Sumber: [4]

Pada saat temperatur sangat rendah, CO₂ akan berbentuk padat (*solid*). Pada saat terjadi kenaikan temperatur hingga menuju *triple point*, fasa CO₂ terdiri dari cair (*liquid*) disertai dengan fasa padat dan gas (*vapor*). Pada *triple point*, temperatur berada pada titik -56,6 °C dan tekanan 5,1 bar. Kemudian, dengan

semakin tingginya temperatur (dari *triple point* hingga menuju *critical point*), maka fasa CO₂ akan terdiri dari fasa cair dan gas. Temperatur pada *critical point* yaitu berada pada titik 31,05 °C dan tekanan pada 73,9 bar. Pada temperatur sebelum berada pada *critical point*, fasa CO₂ akan cenderung menjadi cair atau gas bergantung pada tekanan. Apabila dengan temperatur yang sama, CO₂ berada pada tekanan diatas kurva *critical point*, maka akan cenderung menjadi fasa cair. Sedangkan apabila CO₂ berada pada tekanan dibawah kurva kurva *critical point*, maka akan cenderung menjadi fasa gas. Kemudian apabila CO₂ dengan temperatur diatas *critical point*, CO₂ akan menjadi fasa gas, walaupun dengan kenaikan tekanan melebihi *supercritical*, fasa gas CO₂ akan menyerupai cair [4]. Selain itu temperatur dan tekanan juga berpengaruh terhadap massa jenis (densitas) dan kekentalan (viskositas) dari suatu fluida, termasuk CO₂. Berikut Gambar 2.2 menunjukkan hubungan antara tekanan terhadap densitas dengan temperatur tertentu serta Gambar 2.3 menunjukkan hubungan antara tekanan terhadap viskositas juga dengan temperatur tertentu.

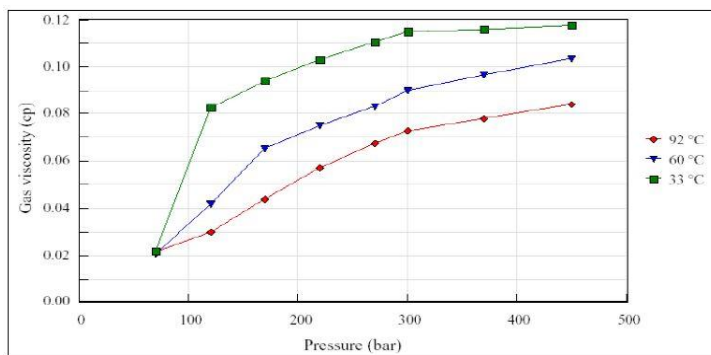
Pada Gambar 2.2, garis berwarna hijau merupakan garis *critical line*, garis berwarna hitam pada saat temperatur 4°C, garis berwarna biru pada saat temperatur 21°C, garis berwarna merah pada saat temperatur 71°C, dan garis berwarna ungu pada saat temperatur 104°C. Dari kurva tersebut dapat diamati bahwa semakin tinggi temperatur dan semakin rendah tekanan, densitas CO₂ semakin kecil. Sebaliknya semakin rendah temperatur dan semakin tinggi tekanan, densitas CO₂ semakin besar.



Gambar 2.2 Kurva Tekanan dan Densitas

Sumber : [4]

Pada Gambar 2.3, garis berwarna hijau pada saat temperatur 33°C, garis berwarna biru pada saat temperatur 60°C, dan garis berwarna merah pada saat temperatur 92°C. Pada kurva tersebut dapat diamati bahwa semakin tinggi temperatur dan semakin rendah tekanan, maka semakin rendah viskositas CO₂. Sebaliknya semakin rendah temperatur dan semakin tinggi tekanan, maka viskositas CO₂ semakin besar.



Gambar 2.3 Kurva Tekanan dan Viskositas

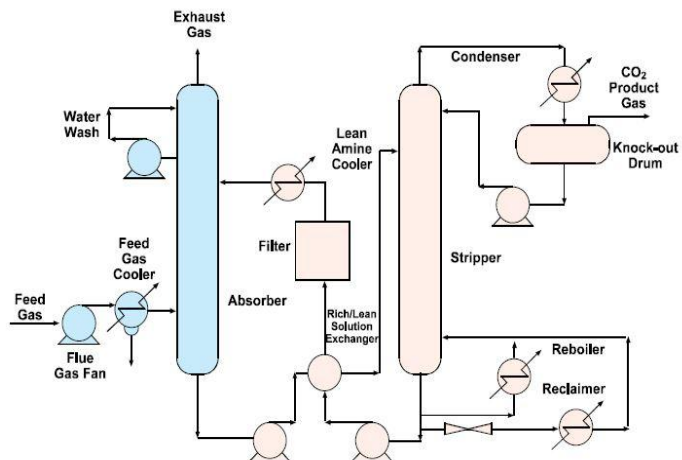
Sumber: [4]

2.2 CO₂ Captured

CO₂ captured adalah suatu proses untuk menangkap CO₂ (karbon dioksida) dari gas buang *powerplant* yang terdiri dari beberapa jenis zat yang terkandung di dalamnya. CO₂ captured pada umumnya menggunakan pemisah pelarut berupa zat kimia seperti *amine* atau ammonia. Untuk *amine*, dapat berupa MEA (*monoethanolamine*), MDEA (*methyl-diethanolamine*) dan (*amino-methyl-propanol*) AMP. Umumnya yang digunakan yaitu MEA (*monoethanolamine*) [5].

Adapun skema *process flow diagram* pemisahan CO₂ menggunakan *amine* seperti Gambar 2.4. Pada Gambar 2.4 tersebut, CO₂ dipisahkan menggunakan separator berupa *absorber* dan *stripper*. Pada *absorber*, pemisahan dilakukan dengan mengontakan secara langsung *lean amine cooler* dengan gas buang *powerplant*. Gas buang tersebut sebelumnya didinginkan terlebih dahulu menggunakan *feed gas cooler*. Gas buang tersebut selain dilarutkan dengan *amine*, juga melewati *water wash*, sehingga gas buang yang tidak diperlukan (non CO₂) akan dikeluarkan melalui *exhaust*. Sedangkan larutan yang mengandung CO₂ kemudian akan dilanjutkan dengan dipompa menuju *rich/lean solution exchanger* agar terjadi pertukaran panas, sehingga larutan tersebut akan mengalami kenaikan temperatur yang kemudian akan diteruskan menuju *stripper*. Pada *stripper* inilah kemudian larutan tersebut akan kembali dipisahkan. Karena temperatur larutan yang meningkat, fase dari larutan juga berubah, sehingga CO₂ ini akan menjadi gas kembali dan menuju *condenser*, untuk mengondensasikan *liquid* yang masih terkandung dalam CO₂ tersebut, sehingga CO₂ yang dihasilkan *pure CO₂* dan menjadi produk untuk proses dari sistem selanjutnya. Sedangkan *liquid* yang tersebut akan kembali dipanaskan melalui *reboiler* dan *reclaimer* sehingga, CO₂ yang masih terkandung dalam *liquid* akan kembali memasuki *stripper*

untuk dipisahkan. Sedangkan *liquid* yang berupa *amine* akan kembali melewati *rich/lean solution exchanger* sehingga, kembali menuju *lean cooler amine*, begitu seterusnya berupa siklus. Contoh sistem yang menerapkan *CO₂ captured* ini salah satunya yaitu pembangkit listrik di Australia dengan bahan bakar batubara dengan kapasitas 500 MWe [5].



Gambar 2.4 *Process Flow Diagram* Pemisahan CO₂ Menggunakan Amine, Sumber: [5]

2.3 Enhanced Oil Recovery

Enhanced Oil Recovery (EOR) merupakan suatu metode *recovery* minyak pada sumur minyak tahap tersier. Tujuan dari metode ini yaitu untuk meningkatkan efisiensi bentang volumetrik dan perpindahan minyak, dibandingkan dengan aliran air secara normal. *Recovery* minyak yang tertahan akibat dari tekanan kapiler dan minyak yang tidak bergerak akibat viskositasnya yang besar (minyak berat), dapat diangkat hanya

dengan cara menurunkan titik saturasi minyak dibawah Sor. Dalam hal ini, EOR menyebabkan penurunan titik saturasi minyak dibawah titik saturasi minyak residu (Sor) [6]. Pendekatan ini dapat meningkatkan perolehan kembali minyak, memberikan 7% sampai 23% tambahan untuk ekstraksi primer [7].

Secara umum, EOR dibagi ke dalam empat kategori, yaitu:[4]

a. *Gas miscible recovery*

Dalam EOR berupa *gas miscible recovery*, fluida yang diinjeksikan kedalam sumur injeksi pada umumnya berupa gas alam, gas buang, nitrogen atau CO₂. Khusus EOR menggunakan CO₂ (CO₂ EOR) telah terbukti menjadi yang paling menjanjikan diantara menggunakan fluida yang lain [4]. CO₂ yang diinjeksikan biasanya dalam kondisi super kritis, bila telah bercampur dengan minyak. CO₂ berfungsi, baik sebagai zat penekan dan, bila dilarutkan ke dalam minyak mentah di bawah tanah, secara signifikan mengurangi viskositasnya, dan mengubah kimia permukaan yang memungkinkan minyak mengalir lebih cepat melalui *reservoir* ke sumur produksi [7].

b. *Chemical flooding*

EOR menggunakan *chemical flooding* dapat berupa *polymer flooding* dan *surfactant flooding*. Pada metode *polymer flooding*, air yang diinjeksikan untuk EOR, ditambahkan polimer (dengan berat molekul yang tinggi), sedangkan pada metode *surfactant flooding*, melibatkan injeksi *surfactant solution* ke dalam *reservoir* yang diikuti dengan polimer dan air garam.

c. *Thermal recovery*

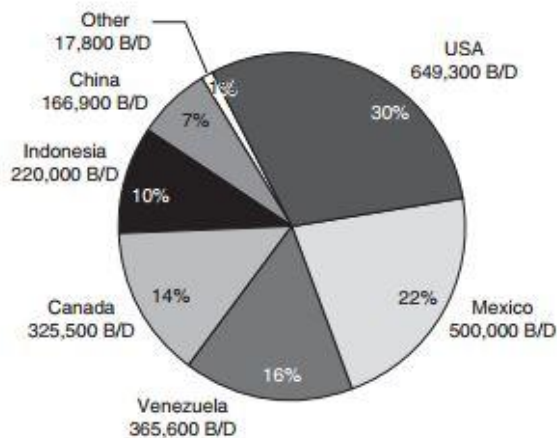
EOR menggunakan metode *thermal recovery* dapat berupa *steam injection* dan *In-situ combustion*. Metode *steam injection* sesuai untuk *recovery* minyak berat. Sedangkan metode *In-situ combustion* dilakukan dengan cara membakar sebagian dari minyak mentah di tempat. Udara atau O_2 diinjeksikan untuk proses pembakaran. Proses ini sebenarnya sangat kompleks yang melibatkan aliran multifasa gas buang, *volatile hydrocarbon*, steam, air panas, dan minyak. Kelemahan dari metode ini yaitu *cost* yang tidak ekonomis.

d. *Microbial flooding*

Metode EOR *microbial flooding* memanfaatkan senyawa kimia sebagai produk sampingan dari minyak yang terdiri CO_2 , metana, polimer, alkohol, aseton, dan senyawa lainnya. Dalam hal ini senyawa-senyawa tersebut dapat mengubah properti minyak dalam arah yang positif sehingga dapat menambah *recovery* minyak [4].

Pada nyatanya, sudah terdapat contoh aplikasi dari EOR yang telah dilakukan di dunia, seperti proyek penelitian CO_2 di Brazil yang dilakukan oleh Petrobras dan IFP pada bulan Agustus tahun 2007, yang menginisiasikan penelitian tentang *Carbon Captured and Storage* untuk menentukan injeksi CO_2 pada *plant oil field* di Recôncavo Basin di Timur Laut Brazil. Petrobras memiliki pengalaman yang baik selama 15 tahun dalam mengelola CO_2 untuk EOR dan direncanakan untuk proyek permanen jangka panjang [8]. Selain itu EOR juga diaplikasikan di Texas Gulf Coast, West Texas, USA dengan menginjeksikan CO_2 dari beberapa sumber CO_2 emisi sebesar 84%. Selain itu, EOR diinjeksikan menuju ke sumur injeksi yang berjumlah 26 hingga 28 yang terdapat di seluruh Texas [9]. Berikut Gambar 2.5

merupakan diagram dari produksi minyak yang dihasilkan dari EOR dari berbagai negara. Pada Gambar 2.5 tersebut dapat dilihat bahwa negara dengan produksi minyak terbesar hasil EOR yaitu USA sebesar 649.000 *Barrel per Day* (B/D), kedua Mexico sebesar 500.000 *Barrel per Day* (B/D). Sedangkan Indonesia yaitu sebesar 220.000 000 *Barrel per Day* (B/D). Adapun negara-negara lain yaitu China 166.900 *Barrel per Day* (B/D), Canada 325.000 *Barrel per Day* (B/D), Venezuela sebesar 365.000 *Barrel per Day* (B/D), sementara yang lain sebesar 17.800 *Barrel per Day* (B/D).



Gambar 2.5 Produksi Minyak Hasil EOR Berbagai Negara
Sumber : [6]

2.4 Pipelines CO₂ Captured – EOR

Transportasi CO₂ *captured* dari sebuah *powerplant* dapat dilakukan dengan menggunakan jaringan pipa-pipa beserta *equipment* yang ada seperti kompresor atau pompa, sehingga membentuk suatu jaringan perpipaan (*pipelines network*).

Aplikasi transportasi CO₂ yang dilakukan dengan menggunakan *pipelines* dilakukan salah satunya di Texas Gulf Coast Region, seperti pada Gambar 2.6 [9].

Dalam transportasi CO₂ *captured* untuk EOR, dialirkan sebuah massa CO₂ dari suatu titik yaitu *powerplant*, menuju titik yang lain yang yaitu sumur injeksi. Dalam hal ini, jumlah massa yang dialirkan dari suatu *powerplant*, harus bernilai sama dengan massa yang diterima oleh sumur injeksi (*mass balance*). *Mass balance* dalam hal ini dituliskan pada persamaan 2.1, yaitu jumlah massa input sama dengan jumlah massa output.

$$\sum m_{in} = \sum m_{out} \quad (2.1)$$

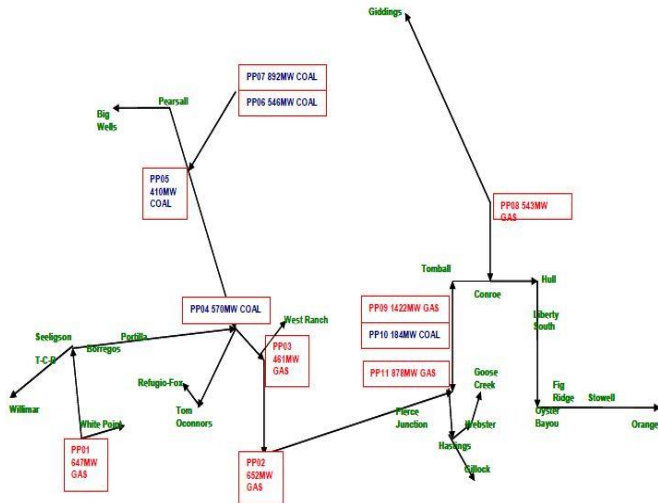
Kemudian bila diaplikasikan ke dalam jaringan perpipaan untuk CO₂ – EOR, maka jumlah massa yang diterima oleh suatu sumur injeksi (*sink*) harus sama dengan jumlah massa yang transmisikan oleh *powerplant* (*source*). Sehingga persamaan *mass balance* menjadi 2.2:

$$\sum m_{sink\ j} = \sum m_{source\ i} \quad (2.2)$$

dimana pada persamaan tersebut diartikan bahwa jumlah massa yang diterima oleh *sink* j merupakan hasil transmisi dari massa *source* i.

Pada Gambar 2.6 berikut, terdapat beberapa sumber CO₂ (*source*) dengan kapasitas *powerplant* yang bervariasi dengan bahan bakar yang berbeda, baik itu gas (warna merah) ataupun batubara (warna biru). Dapat dilihat berbagai jalur distribusi dari *source* tersebut menuju tempat penyimpanan (*storage*) di berbagai area, seperti Conroe, Giddings, West Ranch, Goose

Creek, dan lain-lain. Jalur-jalur tersebut membentuk suatu jaringan yang terdistribusi [9].



Gambar 2.6 Jaringan Distribusi *CO2 captured*

Sumber : [9]

2.5 Cost Investment CO₂ Captured - EOR

Dalam menerapkan CCS (*CO₂ captured – EOR*), perlu adanya investasi berupa biaya untuk merelisasikannya. Biaya-biaya tersebut terdiri dari biaya (*cost*) perpipaan dan kompresi CO₂ [10]. Dalam hal ini CO₂ yang dibutuhkan berasal dari gas buang *powerplant*, sehingga perlu dilakukan pemisahan CO₂ dari gas buang tersebut (*CO₂ Captured*), sehingga juga memerlukan *cost* untuk proses tersebut. Pada dasarnya dalam tekno-ekonomik, tujuan yang diinginkan yaitu *cost* yang sekecil-kecilnya. Persamaan untuk menghitung *cost* adalah seperti persamaan 2.4 yang terdiri dari CAPEX (*Capital Expenditure*) dan OPEX

(*Operational Expenditure*) yang terdiri dari *operational and maintenance cost* (O&M)

$$Cost = CAPEX + OPEX \quad (2.4)$$

Untuk menghitung *cost* jaringan perpipaan CO₂ untuk EOR, studi oleh MIT, yang menggunakan data historis *cost* untuk konstruksi jaringan perpipaan gas alam yang dilaporkan di dalam *Oil & Gas Journal*. Dari data tersebut, mereka menyimpulkan bahwa rata-rata *cost* untuk konstruksi jaringan perpipaan CO₂ yaitu sebesar US\$20.898/in/km pada tahun tersebut, yang mana apabila dikonversi (akibat inflasi) ke dalam satuan mata uang US\$ tahun 2017 yaitu sebesar US\$31.377. Sedangkan berdasarkan estimasi oleh Fox, *operational and maintenance cost* (O&M), dalam hal ini OPEX yaitu sebesar US\$3.100/km/year, atau apabila dikonversi (akibat inflasi) ke dalam satuan mata uang US\$ tahun 2017 yaitu sebesar US\$4.654, sehingga *total annual cost* dapat dihitung sesuai persamaan 2.4 dengan diameter tertentu dan panjang tertentu [10].

Cost kompresor untuk mengompresi CO₂ dari tekanan 0,1 MPa (1 atm) ke tekanan 7,38 MPa (tekanan superkritis) yaitu dipengaruhi oleh daya kompresor. Berdasarkan Global CCS Institute, dengan emisi CO₂ sebesar 1 juta ton/tahun, digunakan daya kompresor sebesar 12.602 kW dan memerlukan CAPEX US\$29 atau setara US\$36 pada 2017 [11]. Sedangkan OPEX diambil 4% dari nilai CAPEX [10].

2.6 Genetic Algorithm

Genetic algorithm (algoritma genetik) diajukan pertama kali oleh John Holland pada tahun 1975. Pada bidang kecerdasan buatan, algoritma genetik merupakan suatu pencarian secara heuristik yang meniru suatu proses evolusi alamiah.

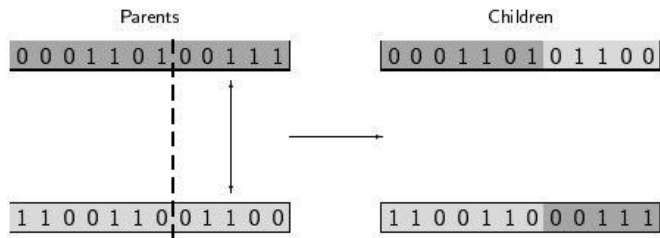
Algoritma genetik dimulai dengan solusi permasalahan yang bervariasi yang dikodekan menjadi populasi (*population*). Kemudian terdapat sebuah fungsi *fitness* yang dalam hal ini diterapkan untuk mengevaluasi nilai *fitness* dari setiap individu, setelah didapat generasi yang baru yang dihasilkan. Dalam hal ini, transisi dari suatu generasi menuju generasi selanjutnya terdiri dari komponen-komponen utama, yaitu seleksi, *crossover*, dan mutasi [12].

a. Seleksi

Seleksi merupakan mekanisme memilih individu (*string*) untuk menghasilkan individu yang baru yang berdasar pada nilai *fitness*-nya (nilai fungsi objektif)

b. *Crossover*

Crossover merupakan metode dalam menggabungkan informasi genetik dari dua individu. Apabila *coding* program dalam menjalankan algoritma genetik ini dipilih dengan baik, maka, dua individu induk (*parents*) akan menghasilkan individu baru (*children*) yang baik. *Crossover* berupa perkalian silang *binary string* seperti pada Gambar 2.7. Pada Gambar 2.7 tersebut, *binary string* dari individu induk (*parents*) sebagian akan dilakukan persilangan sehingga didapat individu baru (*children*) dengan hasil persilangan tersebut.



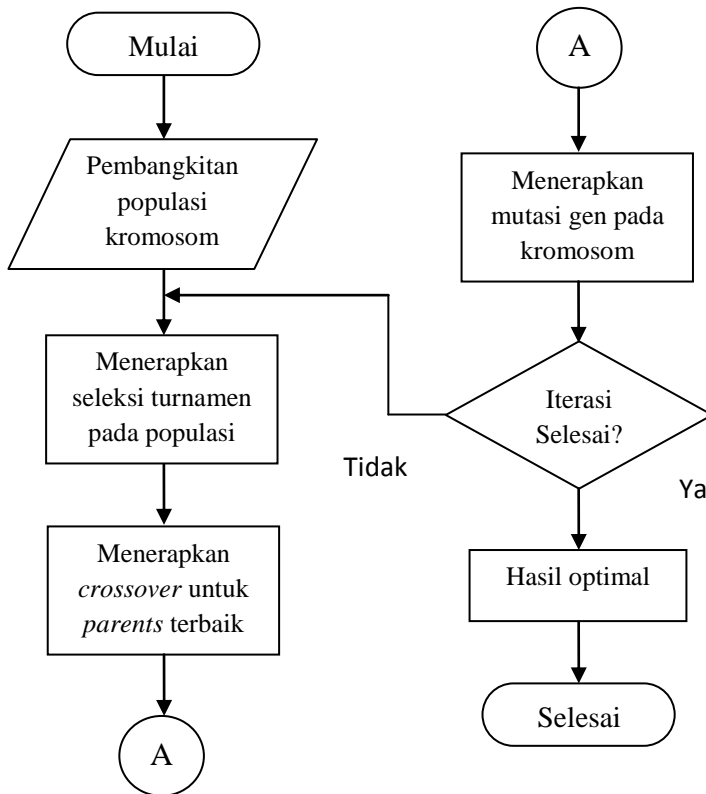
Gambar 2.7 *Crossover*

Sumber: [12]

c. Mutasi

Pada evolusi yang nyata, material genetik dapat diubah secara random dengan reproduksi yang keliru atau terjadi perubahan gen, contohnya akibat radiasi gamma. Pada algoritma genetik ini, mutasi sebagai perubahan bentuk *string* yang random dengan kemungkinan tertentu. Efek positif yang diperoleh yaitu kelestarian genetik yang beragam yang berakibat dapat terhindar dari *local maxima*.

Baik *crossover* maupun mutasi. Setelah proses dalam algoritma genetik ini dihentikan, akan didapat sebuah solusi optimal. Namun apabila hasil proses seleksi yang telah dilakukan tidak memuaskan (tidak sesuai), maka algoritma ini akan bekerja kembali dengan populasi yang baru, sehingga adanya iterasi hingga didapat hasil yang sesuai dengan yang diinginkan atau optimal [12]. Komponen-komponen tersebut pada akhirnya akan membentuk suatu individu yang baru yang merupakan suatu nilai optimal. Adapun sistematika *flowchart* dari algoritma genetik dari pembangkitan populasi, seleksi turnamen, *crossover* dan mutasi hingga diperoleh hasil optimal ditunjukkan pada Gambar 2.8 berikut



Gambar 2.8 *Flowchart Genetic Algorithm*

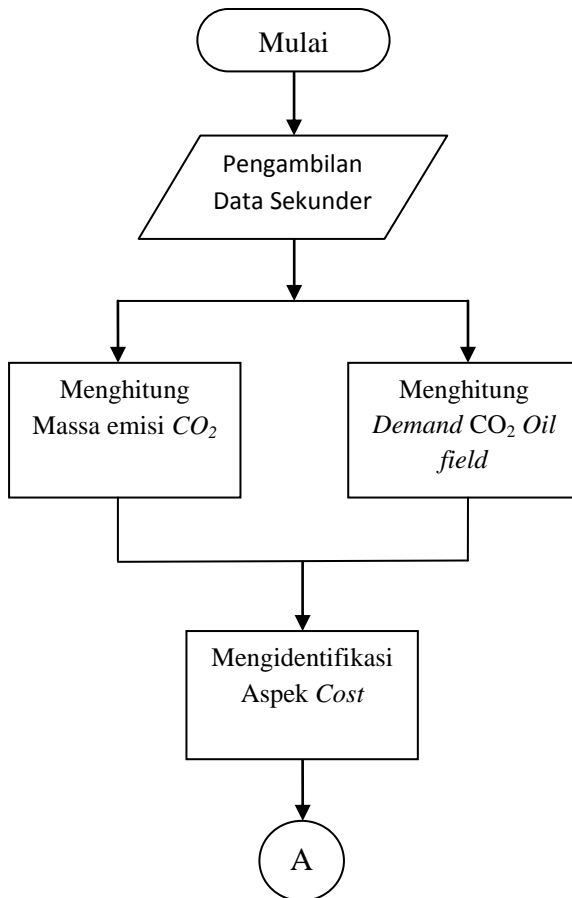
Sumber: [12]

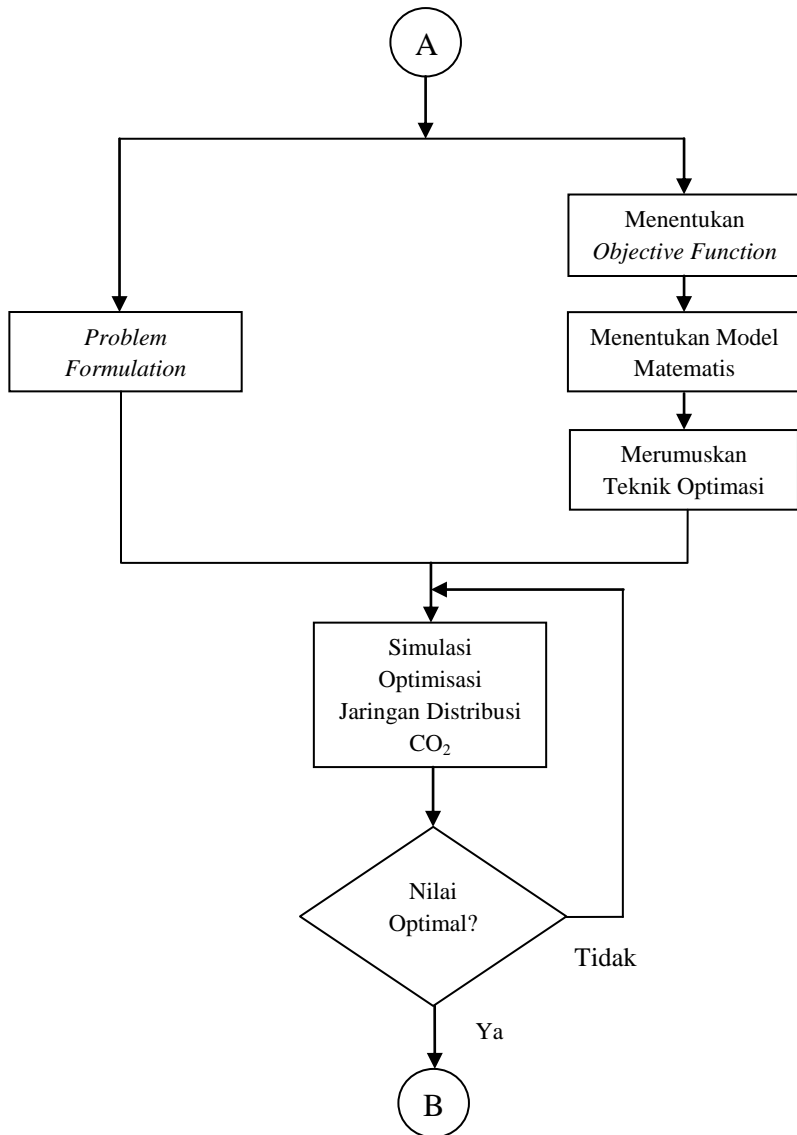
BAB III

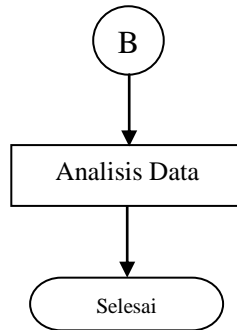
METODOLOGI

3.1 *Flowchart*

Berikut adalah *flowchart* dari pelaksanaan tugas akhir ini seperti pada Gambar 3.1







Gambar 3.1 *Flowchart* Tugas Akhir

Dari *flowchart* pada Gambar 3.1 tersebut, didapat beberapa langkah dalam pelaksanaan tugas akhir ini yaitu:

➤ **Pengambilan Data Sekunder**

Tahap ini berisi pengambilan data *source* dan *sink* yang tersebar di Jawa Timur dan sekitarnya (termasuk jawa *offshore*). Pengambilan data berupa lokasi *source* dan *sink*, produksi listrik setiap *source* dan produksi minyak setiap *sink*. Kemudian dari data tersebut, dapat dihitung kapasitas CO₂ yang dapat diemisikan oleh *source* dan *demand* CO₂ injeksi untuk EOR. [3] [17]

➤ **Mengidentifikasi Aspek *Cost***

Pada tahap ini, diidentifikasi aspek-aspek yang dapat dikategorikan terhadap *cost* (CAPEX dan OPEX) dan mempengaruhi terhadap variabel yang dioptimasi. Dalam hal ini *cost* dalam satuan mata uang US\$

➤ ***Problem Formulation***

Pada tahap ini, dilakukan optimisasi dengan cara menentukan fungsi objektif yang sesuai dari model matematis yang ada untuk jaringan distribusi CO₂. Selain itu teknik optimasi yang

digunakan yaitu *genetical algorithm* sebagai algoritma untuk menyelesaikan masalah.

- Simulasi Optimisasi Jaringan Distribusi CO₂
 Pada tahap ini dilakukan simulasi terkait hasil *problem formulation* menggunakan *software* dengan melakukan iterasi hingga didapat hasil yang terbaik. Pada umumnya hasil terbaik apabila telah konvergen.
- Analisis Data
 Hasil yang telah diperoleh kemudian dianalisis kemudian untuk dapat disimpulkan serta memenuhi tujuan yang ada.

3.2 Perhitungan Data Sekunder

3.2.1 Perhitungan Emisi CO₂

Perhitungan dilakukan untuk mengetahui jumlah emisi CO₂ yang dihasilkan dari hasil pembakaran bahan bakar pada pembangkit listrik (PLTU, PLTG, dan PLTGU) yang ada di Jawa Timur. Bahan bakar yang digunakan pada pembangkit listrik yaitu berupa padat, cair, dan gas. Bahan bakar padat yaitu batubara. Untuk bahan bakar cair (minyak) yaitu *High Speed Diesel* (HSD) dan *Marine Fuel Oil* (MFO), sedangkan untuk gas yaitu berupa natural gas.

Untuk mengetahui jumlah emisi CO₂ yang dihasilkan diperlukan jumlah kapasitas daya terpasang (MW) per tahun yang kemudian dikonversi menjadi energi listrik dalam satuan kWh. Kemudian dikonversi menjadi energi yang dikonsumsi dalam satuan Terra Joule dengan persamaan 3.1 dan 3.2 berikut [13].

$$kWh = MW \times 1000 \times 8760 \quad (3.1)$$

$$\text{Konsumsi Energi (TJ)} = \frac{(kWh \times 3600)}{10^9} \quad (3.2)$$

dari hasil konversi kapasitas daya (MW) per tahun menjadi energi yang dikonsumsi (TJ) seperti pada persamaan 3.1 dan 3.2, kemudian energi yang dikonsumsi (TJ) dikalikan dengan faktor emisi (kg/TJ) dari bahan bakar masing-masing, sehingga didapat nilai emisi CO_2 selama 6 tahun seperti pada persamaan 3.3 berikut dalam satuan kton.

$$CO_{2emisi} = 6 \frac{\text{Konsumsi Energi} \times \text{Faktor Emisi}}{10^6} \quad (3.3)$$

3.2.2 Perhitungan Kebutuhan CO_2 Oil Fields

Dalam menentukan kebutuhan CO_2 per tahun suatu *oil fields* di Jawa Timur, dilakukan perhitungan dengan cara pendekatan terhadap proyek *real* yang dilakukan di Ohio, USA. Berikut Tabel 3.1 Data proyek EOR Ohio, USA [14].

Tabel 3.1 Data CO_2 Injected Ohio, USA

<i>Year</i>	<i>CO_2 Injected (kton)</i>
1	9,49587
2	9,49587
3	9,49587
4	9,49587
5	9,49587
6	9,49587
TOTAL	56,97522

Proyek dilakukan selama 6 tahun dengan jumlah 56,97 kton CO_2 *injected*. Jumlah produksi minyak sebelum EOR sebesar 96×10^6 STB [14]. Sehingga untuk mendapatkan jumlah CO_2 *injected* (kton) yang dibutuhkan, dapat didekati dengan persamaan 3.4

$$CO_2 \text{ Injected} = \frac{56,97 \text{ Oil production}}{96 \times 10^6} \quad (3.4)$$

3.3 Identifikasi Cost

Pada dasarnya dalam mendesain jaringan *pipelines* distribusi ini, tujuan akhir yang diinginkan yaitu *cost* yang sekecil-kecilnya. Sehingga bila untuk mendapatkan keuntungan yang optimum, dengan pendapatan yang tetap, maka harus menekan jumlah pengeluaran, dengan kondisi kebutuhan tetap terpenuhi.

Dalam distribusi CO_2 ini, pendapatan diperoleh dari penjualan CO_2 perusahaan *powerplant* dengan perusahaan minyak sebagai *customer*. Adapun *revenue source*, ditentukan dari kesepakatan pihak *source* dan *sink*. Sedangkan biaya untuk pengeluaran terdiri dari CAPEX (*Capital Expenditure*) dan OPEX (*Operational Expenditure*) sesuai persamaan 3.5

$$Cost_{expenditure} = CAPEX + OPEX \quad (3.5)$$

Adapun komponen CAPEX dan OPEX terdiri dari biaya-biaya seperti Tabel 3.2 berikut:

Tabel 3.2 Komponen CAPEX dan OPEX CCS

CAPEX (US\$)	OPEX (US\$)
<i>Cost mass CO_2 captured</i>	<i>Cost O&M CO_2 captured</i>
<i>Cost pipe</i>	<i>Cost O&M pipe</i>
<i>Cost compressor</i>	<i>Cost O&M compressor</i>

Sehingga bila untuk mengoptimalkan pengeluaran untuk jaringan distribusi CO_2 ini agar diperoleh profit maksimum sesuai dengan harga yang diberikan perusahaan minyak atas CO_2 yang diinjeksikan yaitu dengan meminimalkan CAPEX dan OPEX.

3.4 Problem Formulation

3.4.1 Fungsi Objektif

Dalam melakukan optimisasi jaringan *pipelines* distribusi CO₂ ini, variabel yang dioptimasi yaitu jalur perpipaan, diameter pipa, dan *mass flowrate*. Variabel tersebut akan mempengaruhi terhadap biaya (*cost*) dari distribusi CO₂ ini. Sehingga untuk memperoleh *cost* minimum, maka yang menjadi pengeluaran harus seminimal mungkin, sehingga dengan demikian ditentukan fungsi objektif seperti pada persamaan 3.6 dengan J_{min} merupakan *cost minimum* dengan US\$

$$J_{min} = CAPEX_{total} + OPEX_{total} \quad (3.6)$$

3.4.2 Model Matematis

Dalam memenuhi fungsi objektif tersebut diperlukan model matematis.

a. CAPEX dan OPEX

Model matematis CAPEX dan OPEX terdiri dari *cost* untuk CO₂ *captured*, *pipe*, dan kompresor. Pada umumnya CAPEX dan OPEX dihitung secara per tahun (*annual*). Untuk menghitung CAPEX total maka sesuai dengan persamaan 3.7 berikut

$$CAPEX_{total} = CAPEX_{pipe} + \frac{CAPEX_{CO_2 \text{ Captured}} + CAPEX_{compressor}}{6} \quad (3.7)$$

CAPEX CO₂ *Captured* dan CAPEX kompresor dibagi 6 agar CAPEX dihitung *annual*, karena dalam hal ini massa CO₂ yang berkaitan dengan CAPEX CO₂ *Captured* dan CAPEX kompresor dihitung selama 6 tahun. Sedangkan CAPEX *pipe* sudah dalam *annual*. Adapun untuk menghitung OPEX total yaitu seperti pada persamaan 3.8 berikut

$$OPEX_{total} = OPEX_{CO_2 \text{ Captured}} + OPEX_{pipe} + OPEX_{compressor} \quad (3.8)$$

➤ *CO₂ Captured*

Pada umumnya CO₂ yang berasal dari *flue gas powerplant* baik PLTU maupun PLTG, dipisahkan melalui salah satu contoh proses pemisahan yaitu menggunakan *amine*. Proses pemisahan menggunakan PLTU dan PLTG (*cost* PLTGU dikategorikan seperti *cost* PLTG) memiliki *cost captured* yang berbeda. Dalam hal ini, *cost CO₂ captured* baik CAPEX (US\$/kton) dan OPEX (US\$/kton) pada PLTU dan PLTG sesuai dengan Tabel 3.3 berikut ini:

Tabel 3.3 CAPEX dan OPEX *CO₂ Captured*

Type <i>Powerplant</i>	CAPEX/kton	OPEX/kton
PLTU	62.310	14.710
PLTG	53.310	17.320

Sehingga untuk menghitung *CAPEX CO₂ captured* (US\$) dengan *m_{co2 captured}* (kton) baik PLTU maupun PLTG, dapat dituliskan dengan persamaan seperti persamaan 3.9 dan 3.10

$$CAPEX_{CO_2 \text{ Captured}_{PLTU}} = 62.310 \times m_{co2 \text{ captured}} \quad (3.9)$$

$$CAPEX_{CO_2 \text{ Captured}_{PLTG}} = 53.310 \times m_{co2 \text{ captured}} \quad (3.10)$$

Sedangkan untuk *OPEX* (US\$) per tahun baik dari setiap PLTU dan PLTG adalah seperti persamaan 3.11 dan 3.12

$$OPEX_{CO_2 \text{ captured}_{PLTU}} = 14.710 \times (m_{co2 \text{ captured}} / 6) \quad (3.11)$$

$$OPEX_{CO_2 \text{ captured}_{PLTG}} = 17.320 \times (m_{co2 \text{ captured}} / 6) \quad (3.12)$$

➤ **Pipa**

Berdasarkan model yang diajukan oleh Massachusetts Institute of Technology (MIT), untuk menghitung *CAPEX pipe* seperti pada persamaan 3.13 dengan nilai mata uang yang dikonversi untuk tahun 2017 [10].

$$CAPEX_{pipe} = 31.377 \times D \times L \times CRF \quad (3.13)$$

D merupakan diameter (inci), dan L merupakan panjang pipa (km) dengan *Capital Recovery Factor* (CRF) sebesar 0,15. Sedangkan untuk OPEX (*US\$*) pada pipa yaitu seperti persamaan 3.14 juga dengan nilai mata uang yang dikonversi untuk tahun 2017 [10]

$$OPEX_{pipe} = 4.654 \times L \quad (3.14)$$

➤ **Kompresor**

Perhitungan *cost* kompresor ditinjau dari segi *power* (daya) yang dibutuhkan yang dipengaruhi oleh *pressure discharge* (Pa), *pressure drop* (Pa) dan *mass flowrate* CO₂ (kton) yang dialirkan. Persamaan untuk menghitung *CAPEX_{compressor}* (*US\$*), ditulis seperti persamaan 3.15 dengan nilai mata uang yang dikonversi untuk tahun 2017 [11].

$$CAPEX_{compressor} = 2.903 \times W \quad (3.15)$$

Dengan W adalah *power* (kW). Kemudian persamaan daya yang dibutuhkan kompresor dapat dituliskan seperti pada persamaan 3.16 [15]

$$W_{ad} = \frac{k}{k-1} P_s \left(\frac{\left(\frac{10^3 \dot{m}}{525,6} \right)}{\rho} \right) / 60.000 \left[\left(\frac{P_d + \Delta P}{P_s} \right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right] \quad (3.16)$$

Dengan W_{ad} (kW) merupakan daya adiabatik teoritis. P_s merupakan *pressure suction* (Pa), P_d merupakan *pressure discharge* (Pa), ΔP merupakan *Pressure drop* (Pa). *Pressure suction* adalah tekanan yang masuk ke kompresor yaitu tekanan atmosfer (10^5 Pa) dan *pressure discharge* adalah tekanan yang keluar kompresor yaitu pada tekanan $73,8 \times 10^5$ Pa [10]. \dot{m} merupakan *mass flowrate* CO_2 (kton/6 tahun). *Average heat spesific ratio* (k) untuk CO_2 bernilai 1,26 [16]. Untuk daya yang masuk ke kompresor, maka dapat diperoleh dengan membagi W_{ad} dengan efisiensi adiabatik (η_{ad}) seperti persamaan 3.17 [15].

$$W = \frac{W_{ad}}{\eta_{ad}} \quad (3.17)$$

η_{ad} dalam hal ini diasumsikan bernilai 0,85 dikarenakan pada umumnya η_{ad} bernilai pada kisaran (80% - 85%). Kemudian untuk menentukan *pressure drop* dari pipa dapat digunakan persamaan yang diturunkan dari persamaan Darcy-Weisbach dan diajukan oleh Ecofys yaitu seperti pada persamaan 3.18 [10].

$$\Delta P = 8 f \frac{10^3 L}{(0,0254 D)^5} \frac{\left(\frac{10^3 \dot{m}}{31.536} \right)^2}{\rho \pi^2} \quad (3.18)$$

ΔP dengan satuan Pascal (Pa) dengan f merupakan *friction factor*, \dot{m} adalah *mass flowrate* CO₂ (kton/6 tahun), ρ adalah densitas CO₂, yaitu sebesar 410,5 (kg/m³) [4], D adalah diameter (inch), dan L adalah panjang pipa (km). Untuk mengetahui *friction factor* (f) dapat dilakukan dengan meninjau *Moody Chart*, akan tetapi MIT mengajukan persamaan empiris seperti pada persamaan 3.19 [10].

$$f = \frac{1}{4 \left[-1,8 \log_{10} \left\{ \frac{6,91}{Re} + \left(\frac{12 \left(\frac{\varepsilon}{D} \right)^{1,11}}{3,7} \right) \right\} \right]^2} \quad (3.19)$$

dengan ε merupakan faktor kekasaran pipa dan Re merupakan bilangan *Reynolds*. Dalam hal MIT mengasumsikan untuk distribusi CO₂ pada pipa ini, ε bernilai 0.00015 *feet*. Nilai ε sebesar 0,00015 merupakan nilai kekasaran pada pipa komersial (pipa pada umumnya). D adalah diameter (inch). Sedangkan, bilangan *Reynolds* dapat dihitung melalui persamaan 3.20

$$Re = \frac{\rho v D}{\mu} \quad (3.20)$$

Dengan μ merupakan viskositas (kekentalan), dan diasumsikan bernilai 2×10^{-5} N-s/m² [4]. Dalam hal ini v dapat dihitung berdasarkan hubungan antara debit (Q) per satuan luas penampang pipa (A) yang dapat dituliskan seperti persamaan 3.21

$$v = \frac{Q}{A} \quad (3.21)$$

Adapun persamaan untuk menentukan luas penampang pipa dan debit fluida masing-masing dapat dihitung melalui persamaan 3.22 dan 3.23 berikut:

$$A = \frac{1}{4} \pi D^2 \quad (3.22)$$

$$Q = \frac{m}{\rho t} \quad (3.23)$$

Dengan demikian, v dapat dituliskan seperti persamaan 3.24

$$v = \frac{4\dot{m}}{\rho \pi D^2} \quad (3.24)$$

Sehingga bilangan *Reynolds* (Re) dapat dituliskan seperti persamaan 3.25 [10].

$$Re = \frac{4\dot{m}}{\pi \mu D} \quad (3.25)$$

Adapun dalam hal jaringan distribusi CO₂ ini , *mass flowrate* CO₂ dalam satuan kton/6 tahun serta diameter dalam inch, sehingga bilangan reynold dapat ditulis dalam persamaan berikut 3.26

$$Re = \frac{4 \left(\frac{10^3 m}{31.536} \right)}{\pi \mu (0,0254 D)} \quad (3.26)$$

Adapun untuk persamaan $OPEX_{Compressor}$ (US\$) per tahun adalah sebagai berikut seperti persamaan 3.27 [10].

$$OPEX_{Compressor} = CAPEX_{Compressor} \times 0,04 \quad (3.27)$$

3.4.3 Merumuskan *Genetic Algorithms*

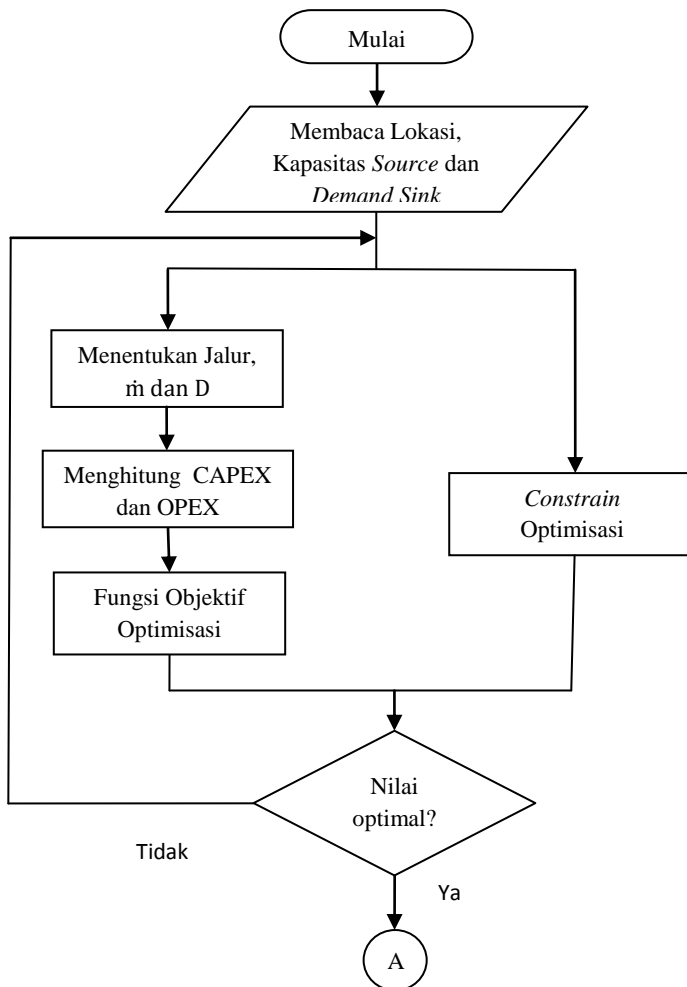
Adapun teknik optimasi yang digunakan dalam jaringan CO₂ ini yaitu menggunakan *genetical algorithm* sebagai algoritma *optimizer* dengan menggunakan *software* Matlab. Dalam hal ini *flowchart* yang dirumuskan untuk langkah optimisasi sesuai Gambar 3.2

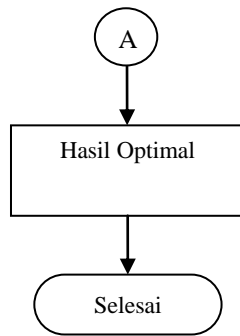
- Membaca lokasi, kapasitas *source* dan *demand sink*
 Pada tahap ini diinputkan seluruh kemungkinan jarak dari setiap *source* menuju *sink*. Kemudian hasil perhitungan kapasitas *source* digunakan sebagai nilai maksimal untuk mendistribusikan CO₂ dan *demand sink* digunakan sebagai nilai minimal untuk dipenuhi.
- Menentukan Jalur, m dan D
 Jalur, m dan D merupakan variabel yang dioptimasi yang dihubungkan dengan *cost*. Variabel tersebut dihubungkan dengan model matematis yang menunjang fungsi objektif optimisasi.
- Menghitung CAPEX dan OPEX
 Dalam hal ini CAPEX dan OPEX dihubungkan dengan model matematis yang berkaitan dengan variabel yang dioptimasi agar memenuhi fungsi objektif optimisasi
- Fungsi Objektif Optimisasi
 Fungsi objektif optimisasi dapat berupa maksimal atau minimal. Fungsi objektif berupa maksimal (J_{max}), yaitu untuk mencari nilai variabel agar memenuhi nilai fungsi tujuan yang paling besar. Sebaliknya fungsi objektif berupa minimal (J_{min}), digunakan untuk mencari nilai suatu variabel

agar memenuhi fungsi tujuan yang paling kecil. Dalam hal ini, optimisasi berupa fungsi objektif berupa *cost minimal*.

➤ Hasil Optimal

Pada tahap ini diperoleh nilai hasil variabel optimisasi yang optimal setelah dilakukan proses iterasi untuk memperoleh nilai terbaik.





Gambar 3.2 *Flowchart* Optimisasi Menggunakan GA

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

BAB IV

ANALISIS DATA DAN PEMBAHASAN

4.1 Hasil Perhitungan Emisi CO₂ *Powerplant*

Dari hasil penentuan lokasi *source* (So) di Jawa Timur, terdapat 6 perusahaan *powerplant* yaitu *source 1*, (*source 2 & source 3*), *source 4*, *source 5*, *source 6*, dan *source 7* yang menghasilkan CO₂ dengan jumlah masing-masing emisi yang berbeda-beda. Dalam hal ini, diperoleh data sekunder mengenai tipe *powerplant* setiap *source*, bahan bakar yang digunakan serta faktor emisinya. Data tersebut diuraikan dalam Tabel 4.1 berikut

Tabel 4.1 Data Sekunder *Source*

So	Unit	Tipe <i>Powerplant</i>	Bahan bakar	Faktor Emisi CO ₂ (kg/TJ)
So 1	Tanjung Awar Awar 1	PLTU	Batubara	96.100
So 2	Gresik 1 2	PLTU	Gas	56.100
	Gresik 3 4	PLTU	Gas	56.100
So 3	Gresik	PLTG	Gas	56.100
	Gresik B 1	PLTGU	Gas	56.100
	Gresik B 2	PLTGU	Gas	56.100
	Gresik B 3	PLTGU	Gas	56.100
So 4	Perak	PLTU	BBM (HSD)	74.100
So 5	Grati B 1	PLTGU	Gas	56.100
	Grati B 2	PLTG	Gas	56.100
So 6	Paiton 9	PLTU	Batubara	96.100
So 7	Paiton	PLTU	Batubara	96.100

Meninjau data sekunder tersebut, berdasarkan perhitungan diperoleh jumlah emisi CO₂ dari masing-masing *source* yang ditunjukkan dalam Tabel 4.2 dengan jumlah emisi CO₂ selama 6 tahun dalam satuan kton. Selain itu juga ditunjukkan kapasitas daya masing-masing *source* (MW), energi listrik (kWh) dan dikonversikan menjadi energi yang dikonsumsi (TJ), serta jumlah massa emisi CO₂ dalam kg dan kton (selama 6 tahun).

Tabel 4.2 Jumlah Emisi CO₂ Setiap *Source*

So	Daya (MW)	Energi (kWh)	Energi (TJ)	Emisi CO ₂ (kg)	Emisi CO ₂ (kton)
So 1	323	2,83,E+09	1,02,E+04	9,79,E+08	5.873
So 2	160	1,40,E+09	5,05,E+03	2,83,E+08	5.308
	340	2,98,E+09	1,07,E+04	6,02,E+08	
So 3	31	2,72,E+08	9,78,E+02	5,48,E+07	15.615
	480	4,20,E+09	1,51,E+04	8,49,E+08	
	480	4,20,E+09	1,51,E+04	8,49,E+08	
	480	4,20,E+09	1,51,E+04	8,49,E+08	
So 4	72	6,31,E+08	2,27,E+03	1,68,E+08	1.010
So 5	456	3,99,E+09	1,44,E+04	8,07,E+08	8.025
	300	2,63,E+09	9,46,E+03	5,31,E+08	
So 6	615	5,39,E+09	1,94,E+04	1,86,E+09	11.183
So 7	740	6,48,E+09	2,33,E+04	2,24,E+09	13.456

4.2 Hasil Perhitungan Kebutuhan CO₂ Injeksi

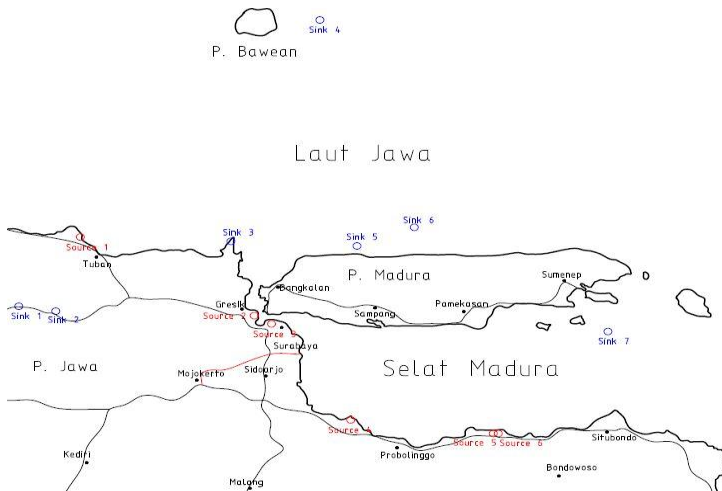
Perusahaan minyak yang ada di area Jawa Timur beserta jumlah kebutuhan CO₂ injeksi setiap *sink* (Si), dituliskan dalam Tabel 4.3 berikut ini selama 6 tahun. Dalam hal ini, produksi minyak dalam satuan STB dan jumlah CO₂ injeksi dalam satuan kton.

Tabel 4.3 Jumlah Kebutuhan CO₂ Injeksi Perusahaan Minyak

Si	Blok Area	Produksi Minyak (STB)	CO ₂ Injeksi (kton)
Si 1	Blok Cepu,	83.770.849	49,71
Si 2	Tuban	11.019.350	6,54
Si 3	Gresik,	10.974.793	6,51
Si 4	Bawean	1.320.892	0,78
Si 5	West Madura	24.944.515	14,80
Si 6	Bukit Tua	1.864.015	1,11
Si 7	Sampang Madura Offshore	2.611.254	1,55

4.3 Peta Lokasi *Source* dan *Sink*

Adapun persebaran dari lokasi dari setiap Perusahaan *Source* dan Perusahaan *Sink* dapat dilihat persebarannya dalam Gambar 4.1 berikut:

**Gambar 4.1** Peta *Source* dan *Sink* di Jawa Timur

Setiap sebuah *source* terhadap sejumlah *sink* memiliki lokasi tertentu yang berbeda-beda seperti Gambar 4.1 tersebut. Adapun Tabel jarak dari setiap satu *source* (So) menuju suatu *sink* (Si) dapat dilihat pada Tabel 4.4 berikut dengan satuan jarak yaitu km

Tabel 4.4 Tabel Jarak *Source* Terhadap *Sink*

	So 1 (km)	So 2 (km)	So 3 (km)	So 4 (km)	So 5 (km)	So 6 (km)	So 7 (km)
Si 1	44,8	39,8	63,1	152,0	117,1	141,6	229,4
Si 2	39,8	85,1	85,1	92,1	136,9	195,3	197,0
Si 3	63,1	39,2	39,2	45,8	104,4	147,9	149,5
Si 4	152,0	155,7	155,7	159,2	207,0	225,6	226,9
Si 5	117,1	56,4	56,4	54,6	89,3	111,7	112,9
Si 6	141,6	81,9	81,9	78,8	102,7	110,8	111,7
Si 7	229,4	150,9	150,9	143,8	118,9	72,1	71,3

4.4 Hasil Optimisasi

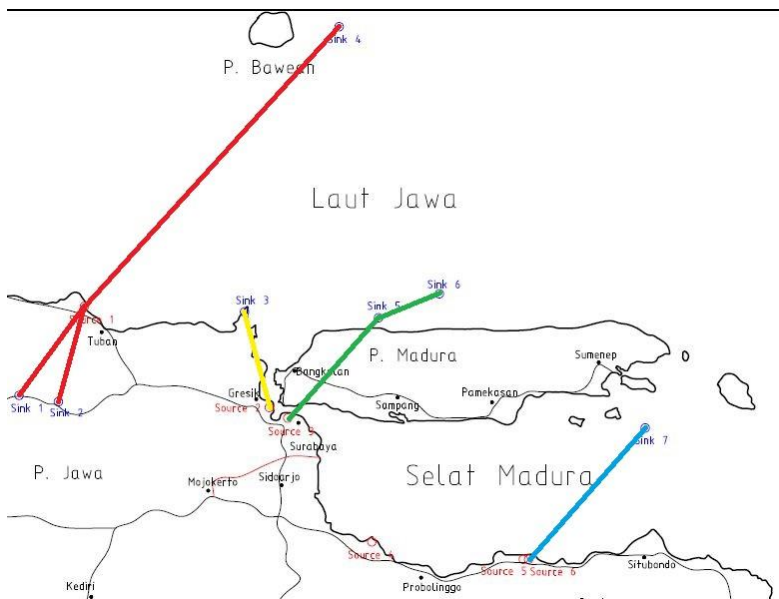
Adapun variabel yang dioptimasi yaitu jalur perpipaan, diameter pipa, dan *mass flowrate* distribusi *CO₂ captured*. Tabel 4.5 berikut menunjukkan jalur perpipaan yang teroptimasi. Nilai 1 menunjukkan adanya jalur untuk mendistribusikan *CO₂ captured* dengan *mass flowrate* dan diameter tertentu.

Tabel 4.5 Jalur Perpipaan Teroptimasi

	So 1	So 2	So 3	So 4	So 5	So 6	So 7
Si 1	1	-	-	-	-	-	-
Si 2	1	-	-	-	-	-	-
Si 3	-	-	1	-	-	-	-
Si 4	1	-	-	-	-	-	-
Si 5	-	-	-	1	-	-	-
Si 6	-	-	-	1	-	-	-
Si 7	-	-	-	-	-	-	1

Berikut setiap jalur yang direpresentasikan berupa garis seperti pada Gambar 4.2. Pada Gambar 4.2 tersebut, *source* 1

mendistribusikan CO_2 captured menuju sink 1, 2, dan 4 secara paralel yang direpresentasikan menggunakan garis berwarna merah. *Source* 3 mendistribusikan menuju hanya sink 3 yang direpresentasikan menggunakan garis tunggal berwarna kuning. Kemudian *source* 4 mendistribusikan menuju sink 5 dan 6 secara seri yang direpresentasikan menggunakan garis tunggal berwarna hijau, serta *source* 7 mendistribusikan menuju hanya sink 7 yang direpresentasikan menggunakan garis berwarna merah biru. Sedangkan *source* 5 dan *source* 6 tidak mendistribusikan CO_2 dikarenakan memiliki jarak yang lebih jauh dibandingkan *source* yang lain, sehingga secara langsung akan memberikan *cost* yang lebih mahal. *Source* 2 juga tidak mendistribusikan CO_2 dikarenakan dalam hal ini, sebagai PLTU, memiliki *cost* yang lebih mahal dibanding PLTG (*source* 3) pada lokasi yang sama.



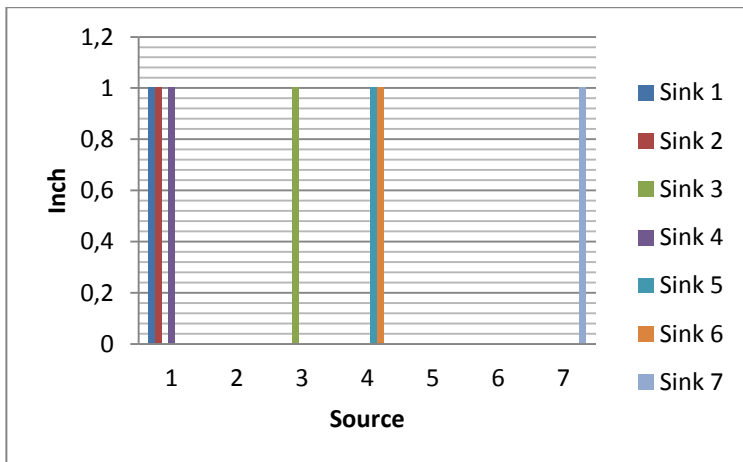
Gambar 4.2 Peta Jalur Distribusi CO_2 captured

Adapun pada Tabel 4.6 berikut ini merupakan nilai diameter teroptimasi dengan satuan diameter yaitu inchi.

Tabel 4.6 Diameter Teroptimasi

	So 1 (inchi)	So 3 (inchi)	So 4 (inchi)	So 7 (inchi)
Si 1	1	-	-	-
Si 2	1	-	-	-
Si 3	-	1	-	-
Si 4	1	-	-	-
Si 5	-	-	1	-
Si 6	-	-	1	-
Si 7	-	-	-	1

Diameter pipa setiap *source* terhadap *sink* dalam bentuk grafik, dapat dilihat pada Gambar 4.3 berikut



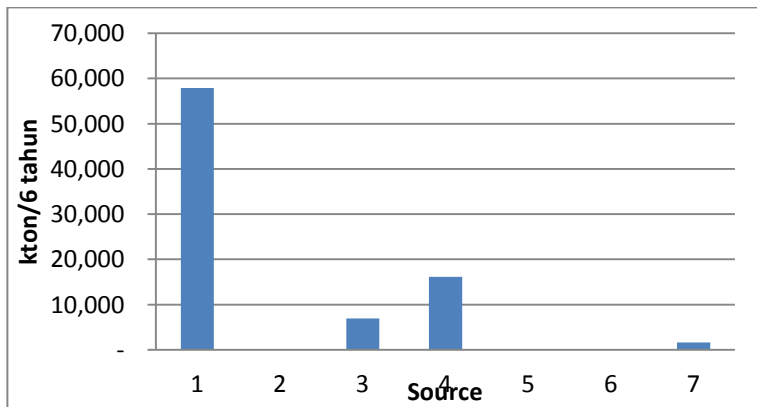
Gambar 4.3 Grafik Diameter Pipa

Pada Tabel 4.7 berikut terdapat nilai *mass flowrate* distribusi *CO₂ captured* dengan satuan kton selama 6 tahun

Tabel 4.7 *Mass Flowrate Teroptimasi*

	So 1 (kton/ 6 tahun)	So 3 (kton/ 6 tahun)	So 4 (kton/ 6 tahun)	So 7 (kton/ 6 tahun)
Si 1	49,957	-	-	-
Si 2	6,994	-	-	-
Si 3	-	6,965	-	-
Si 4	0,982	-	-	-
Si 5	-	-	15	-
Si 6	-	-	1,167	-
Si 7	-	-	-	1,597
TOTAL	57,934	6,965	16,167	1,597

Jumlah massa yang dialirkan setiap *source* dalam mendistribusikan CO_2 *captured* dapat dilihat berupa grafik pada Gambar 4.4 berikut

**Gambar 4.4** *Mass Flowrate Source*

Adapun setiap massa yang dialirkan suatu *source* tidak melebihi dari jumlah kapasitas maksimal *powerplant* dalam mengemisikan CO_2 dan memenuhi jumlah minimal yang

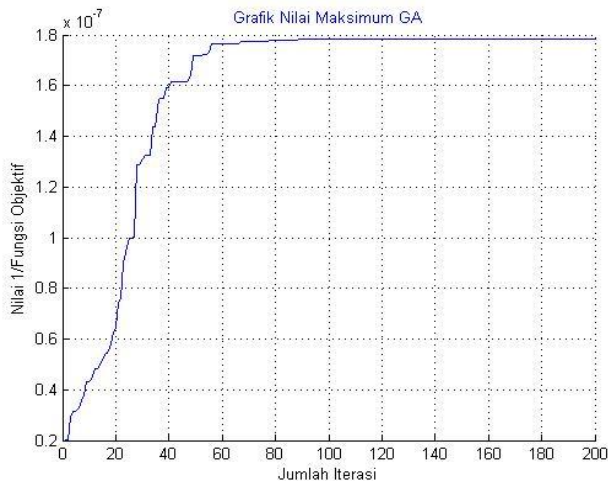
dibutuhkan oleh *sink*. Berikut adalah Tabel penggunaan jumlah massa CO_2 *captured* dari jumlah maksimal emisi CO_2 yang digunakan setiap *source* seperti pada Tabel 4.8 berikut ini

Tabel 4.8 Jumlah Penggunaan Emisi CO_2 *Powerplant*

So	Jumlah Emisi CO_2 distribusi (kton)	Maksimal Emisi CO_2 (kton)	Persentase Penggunaan (%)
1	57,934	5.873	0,98
3	6,965	15.614	0,045
4	16,167	1.009	1,602
7	1,597	13.456	0,012
TOTAL	82,661	41.259	2,645

Dalam hal ini, jumlah prosentase penggunaan emisi CO_2 berkisar antara 0,013% hingga 1,633% dari maksimal emisi CO_2 dengan total prosentase sebesar 2,678%.

Adapun dari hasil simulasi matlab, diperoleh grafik seperti pada Gambar 4.5 berikut dengan hasil optimasi yang konvergen dimulai pada saat iterasi diantara 80-100. Dalam hal ini, pada saat garis telah lurus (konvergen) maka telah diperoleh hasil optimasi yang terbaik. Pada Gambar 4.5 tersebut pada sumbu horizontal merupakan jumlah iterasi dari 1 hingga 200, sedangkan sumbu vertikal merupakan nilai 1/fungsi objektif, dengan fungsi objektif merupakan nilai *cost* minimal.



Gambar 4.5 Grafik Simulasi GA

4.5 Perhitungan CAPEX dan OPEX

Dari hasil optimasi tersebut, dapat dihitung jumlah *cost* baik CAPEX maupun OPEX dari jaringan perpipaan ini. Adapun CAPEX dan OPEX tersebut terdiri dari *cost* pipa, *CO₂ captured*, dan kompresor.

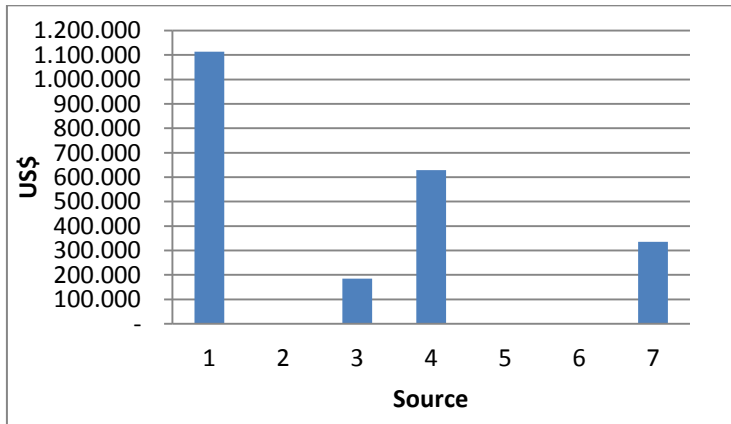
4.5.1 CAPEX

CAPEX dihitung per tahun (*annual*) yang nantinya dibayarkan selama 6 tahun sesuai dengan pendekatan penelitian yang dilakukan di Ohio, USA dengan distribusi *CO₂* selama 6 tahun. Hasil perhitungan *cost* diuraikan dalam tabel-tabel berikut mulai dari Tabel 4.9 hingga Tabel 4.11 yang merupakan nilai CAPEX untuk pipa, *CO₂ captured*, dan kompresor dalam satuan US\$. Sedangkan grafik CAPEX pipa, *CO₂ captured*, dan kompresor ditunjukkan pada Gambar 4.6 hingga pada Gambar 4.8

Tabel 4.9 berikut menunjukkan CAPEX pipa dari setiap *source*, sedangkan Gambar 4.6 merupakan CAPEX pipa dari setiap *source* berupa grafik.

Tabel 4.9 CAPEX Pipa

	So 1 (US\$)	So 3 (US\$)	So 4 (US\$)	So 7 (US\$)
Si 1	211.136	-	-	-
Si 2	187.415	-	-	-
Si 3	-	184.873	-	-
Si 4	715.490	-	-	-
Si 5	-	-	257.025	-
Si 6	-	-	371.159	-
Si 7	-	-	-	355.718
TOTAL	1.114.040	184.873	628.183	355.718

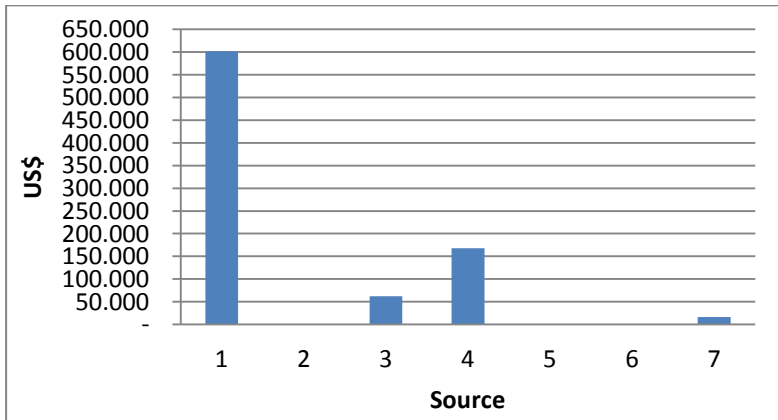


Gambar 4.6 CAPEX Pipa *Source*

Tabel 4.10 berikut menunjukkan CAPEX CO_2 captured dari setiap *source*, sedangkan Gambar 4.7 merupakan CAPEX CO_2 captured dari setiap *source* berupa grafik.

Tabel 4.10 CAPEX CO_2 Captured

	So 1 (US\$)	So 3 (US\$)	So 4 (US\$)	So 7 (US\$)
Si 1	518.803	-	-	-
Si 2	72.634	-	-	-
Si 3	-	61.882	-	-
Si 4	10.202	-	-	-
Si 5	-	-	155.775	-
Si 6	-	-	12.115	-
Si 7	-	-	-	16.586
TOTAL	601.640	61.882	167.890	16.586



Gambar 4.7 CAPEX CO_2 Captured

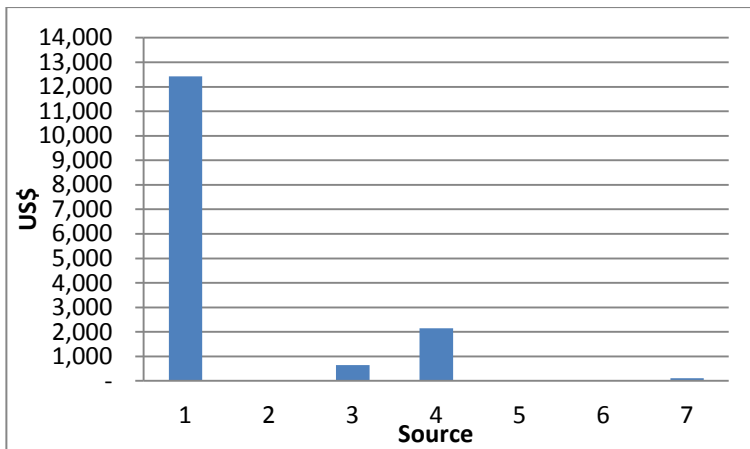
Kemudian dalam menghitung *cost* kompresor, berdasarkan pada daya kompresor yang dibutuhkan. Besarnya daya kompresor

yang dibutuhkan diuraikan dalam Tabel 4.11 berikut dengan satuan daya kompresor yaitu kW.

Tabel 4.11 Daya Kompresor

	So 1 (kW)	So 3 (kW)	So 4 (kW)	So 7 (kW)
Si 1	11,706	-	-	-
Si 2	0,647	-	-	-
Si 3	-	0,642	-	-
Si 4	0,071	-	-	-
Si 5	-	-	2,064	-
Si 6	-	-	0,082	-
Si 7	-	-	-	0,115
TOTAL	12,424	0,642	2,146	0,115

Secara keseluruhan, jumlah daya kompresor setiap *source* yang dibutuhkan dalam mendistribusikan *CO₂ captured* berupa grafik dapat dilihat pada Gambar 4.8 berikut:

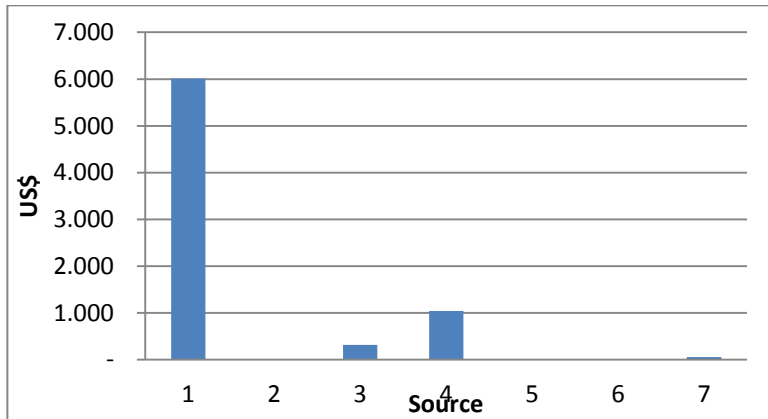


Gambar 4.8 Daya Kompresor *Source*

Adapun CAPEX kompresor berdasarkan daya kompresor yang dibutuhkan tersebut diuraikan pada Tabel 4.12. Sedangkan CAPEX kompresor berupa grafik ditunjukkan pada Gambar 4.9

Tabel 4.12 CAPEX Kompresor

	So 1 (US\$)	So 3 (US\$)	So 4 (US\$)	So 7 (US\$)
Si 1	5.664	-	-	-
Si 2	313	-	-	-
Si 3	-	311	-	-
Si 4	34	-	-	-
Si 5	-	-	999	-
Si 6	-	-	40	-
Si 7	-	-	-	56
TOTAL	6.011	311	1.038	56



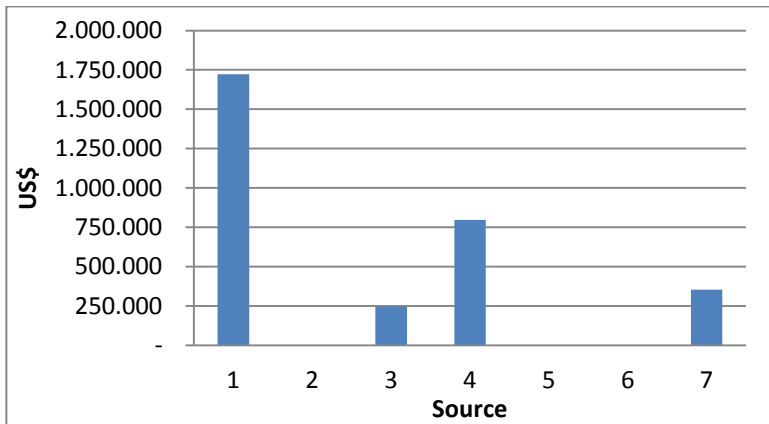
Gambar 4.9 CAPEX Kompresor

Sehingga dengan ini dapat diketahui CAPEX total dari setiap *source* dalam mendistribusikan *CO₂ captured* seperti yang diuraikan pada Tabel 4.13 dengan satuan CAPEX yaitu US\$

Tabel 4.13 CAPEX Total

	So 1 (US\$)	So 3 (US\$)	So 4 (US\$)	So 7 (US\$)
Si 1	735.603	-	-	-
Si 2	260.362	-	-	-
Si 3	-	247.066	-	-
Si 4	725.726	-	-	-
Si 5	-	-	413.798	-
Si 6	-	-	383.313	-
Si 7	-	-	-	352.359
TOTAL	1.721.691	247.066	797.111	352.359

CAPEX total setiap *source* juga dapat dilihat dalam bentuk grafik pada Gambar 4.10 berikut ini

**Gambar 4.10** CAPEX Total *Source*

4.5.2 OPEX

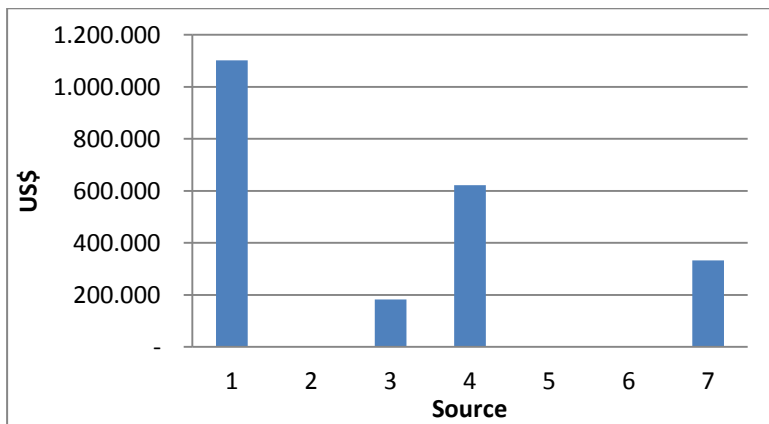
Adapun OPEX dalam distribusi *CO₂ captured* dihitung per tahun (*annual*). Hasil perhitungan OPEX pipa, *CO₂ captured*, dan kompresor diuraikan pada Tabel 4.14 hingga 4.16. Sedangkan

OPEX pada pipa, CO₂ *captured*, dan daya kompresor setiap *source* berupa grafik ditunjukkan pada Gambar 4.11 hingga 4.13.

Tabel 4.14 berikut menunjukkan OPEX pipa dari setiap *source*, sedangkan Gambar 4.11 merupakan OPEX pipa dari setiap *source* berupa grafik.

Tabel 4.14 OPEX Pipa

	So 1 (US\$)	So 3 (US\$)	So 4 (US\$)	So 7 (US\$)
Si 1	208.778	-	-	-
Si 2	185.322	-	-	-
Si 3	-	182.809	-	-
Si 4	707.501	-	-	-
Si 5	-	-	254.155	-
Si 6	-	-	367.014	-
Si 7	-	-	-	331.970
TOTAL	1.101.602	182.809	621.169	331.970

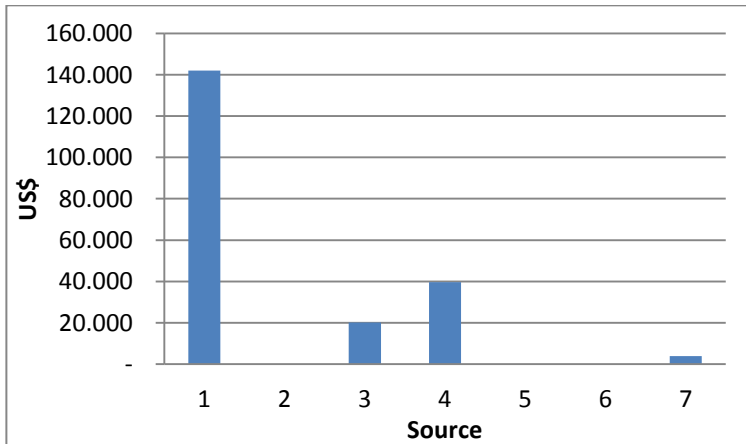


Gambar 4.11 OPEX Pipa *Source*

Tabel 4.15 berikut menunjukkan OPEX CO_2 captured dari setiap *source*, sedangkan Gambar 4.12 merupakan OPEX CO_2 captured dari setiap *source* berupa grafik.

Tabel 4.15 OPEX CO_2 Captured

	So 1 (US\$)	So 3 (US\$)	So 4 (US\$)	So 7 (US\$)
Si 1	122.478	-	-	-
Si 2	17.147	-	-	-
Si 3	-	20.105	-	-
Si 4	2.409	-	-	-
Si 5	-	-	36.775	-
Si 6	-	-	2.860	-
Si 7	-	-	-	3.915
TOTAL	142.034	20.105	39.635	3.915

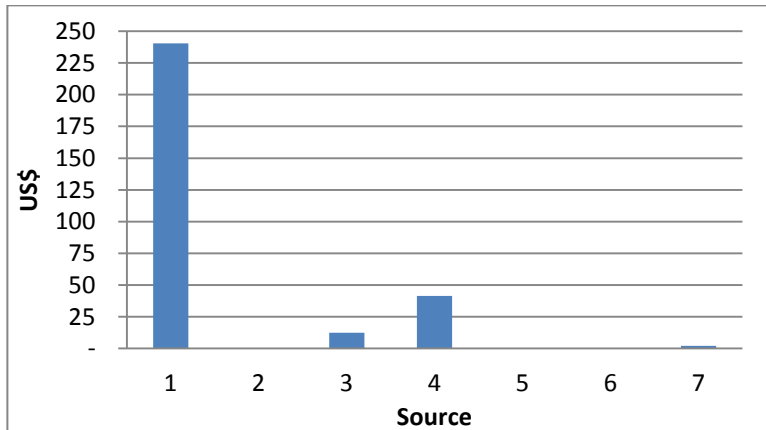


Gambar 4.12 OPEX CO_2 Captured Source

Tabel 4.16 berikut menunjukkan OPEX kompresor dari setiap *source*, sedangkan Gambar 4.13 merupakan OPEX kompresor dari setiap *source* berupa grafik.

Tabel 4.16 OPEX Kompresor

	So 1 (US\$)	So 3 (US\$)	So 4 (US\$)	So 7 (US\$)
Si 1	227	-	-	-
Si 2	13	-	-	-
Si 3	-	12	-	-
Si 4	1	-	-	-
Si 5	-	-	40	-
Si 6	-	-	2	-
Si 7	-	-	-	2
TOTAL	240	12	42	2



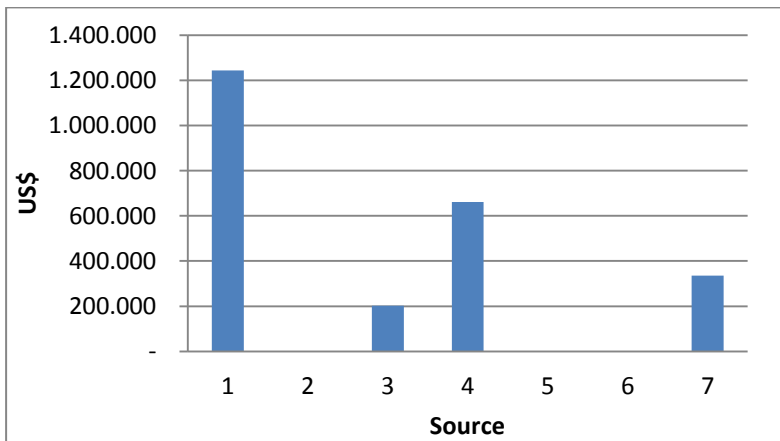
Gambar 4.13 OPEX Kompresor *Source*

Sehingga dengan demikian, OPEX total distribusi CO_2 *captured* dapat diketahui seperti pada Tabel 4.17

Tabel 4.17 OPEX Total

	So 1 (US\$)	So 3 (US\$)	So 4 (US\$)	So 7 (US\$)
Si 1	331.483	-	-	-
Si 2	202.482	-	-	-
Si 3	-	202.927	-	-
Si 4	709.911	-	-	-
Si 5	-	-	290.970	-
Si 6	-	-	369.876	-
Si 7	-	-	-	335.888
TOTAL	1.243.876	202.927	660.846	335.888

OPEX total setiap *source* juga dapat dilihat dalam grafik pada Gambar 4.14 berikut ini

**Gambar 4.14** OPEX Total *Source*

Adapun jumlah keseluruhan CAPEX dan OPEX dari seluruh *source* diperlihatkan dalam Tabel 4.18 berikut ini dengan jumlah CAPEX seluruh *source* yaitu US\$3.118.228 dan OPEX seluruh *source* yaitu US\$2.443.536

Tabel 4.18 Jumlah CAPEX dan OPEX *Source*

So	CAPEX (US\$)	OPEX (US\$)
1	1.721.691	1.243.876
3	247.066	202.927
4	797.111	660.846
7	352.359	335.888
TOTAL	3.118.228	2.443.536

4.6 Perbandingan Hasil Optimisasi

Hasil optimisasi yang diperoleh kemudian dibandingkan dengan hasil sebelum dioptimisasi. Adapun jalur, diameter, dan *mass flowrate* sebelum dioptimisasi diperlihatkan pada Tabel 4.19 hingga 4.20 berikut

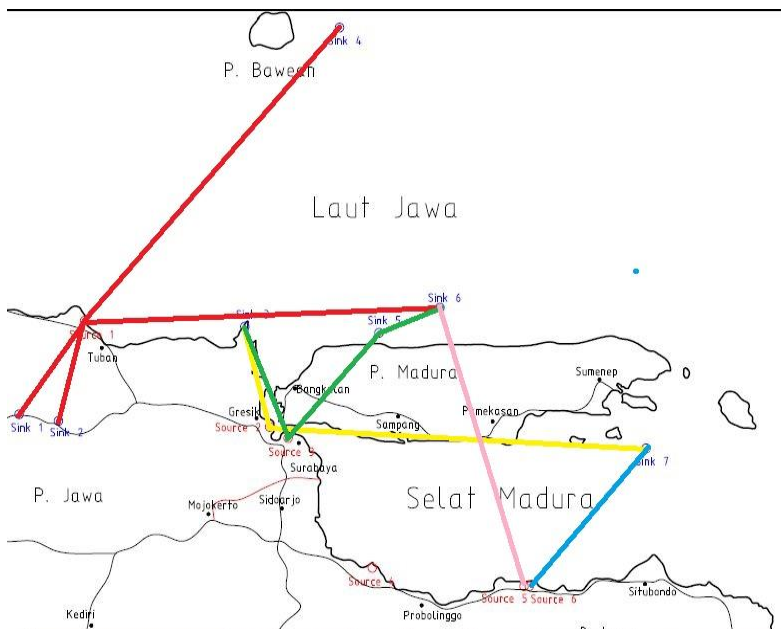
Tabel 4.19 berikut merupakan jalur yang diperoleh sebelum optimisasi. Hasil sebelum optimisasi menunjukkan bahwa *source* 1, *source* 3, *source* 4, *source* 6, dan *source* 7 mendistribusikan CO₂. Hanya *source* 2 dan *source* 5 yang tidak mendistribusikan CO₂.

Tabel 4.19 Jalur Sebelum Optimisasi

	So 1	So 2	So 3	So 4	So 5	So 6	So 7
Si 1	1	-	-	-	-	-	-
Si 2	1	-	-	-	-	-	-
Si 3	-	-	1	1	-	-	-
Si 4	1	-	-	-	-	-	-
Si 5	-	-	-	1	-	-	-
Si 6	1	-	-	1	-	1	-
Si 7	-	-	1	-	-	-	1

Dalam hal ini jalur-jalur yang diperoleh direpresentasikan pada Gambar 4.15. Pada Gambar 4.15 tersebut *source* 1 mendistribusikan CO₂ pada *sink* 1,2,4, dan 6 secara paralel yang

direpresentasikan dengan garis berwarna merah. *Source 3* mendistribusikan CO₂ menuju *sink 3* dan *7* secara paralel dengan representasi garis berwarna kuning. *Source 4* mendistribusikan CO₂ menuju *sink 5* dan *sink 6* secara seri serta diparalel menuju *sink 3* yang direpresentasikan dengan garis berwarna hijau. *Source 6* hanya mendistribusikan CO₂ hanya menuju *sink 6* yang direpresentasikan dengan garis tunggal berwarna merah muda. *Source 7* hanya mendistribusikan CO₂ hanya menuju *sink 7* yang direpresentasikan dengan garis tunggal berwarna biru.



Gambar 4.15 Jalur Sebelum Optimisasi

Dalam hal ini perbandingan antara jalur sebelum optimasi dengan setelah optimasi, dituliskan dalam Tabel 4.20 berikut dengan meninjau dari jumlah *sink* yang *ter-supply* oleh *source*

Tabel 4.20 Perbandingan Hasil Optimisasi Jalur

<i>Source</i>	<i>Sink</i>	
	Sebelum Optimisasi	Setelah Optimisasi
1	1,2,4,6	1,2,4
2	-	-
3	3,7	3
4	3, 5,6	5,6
5	-	-
6	6	-
7	7	7

Adapun *mass flowrate* sebelum optimisasi dengan satuan kton/6 tahun dituliskan seperti pada Tabel 4.21 berikut sesuai dengan jalur yang telah diperoleh

Tabel 4.21 *Mass Flowrate* Sebelum Optimisasi

	So 1 (kton/ 6 tahun)	So 3 (kton/ 6 tahun)	So 4 (kton/ 6 tahun)	So 6 (kton/ 6 tahun)	So 7 (kton/ 6 tahun)
Si 1	49,957	-	-	-	
Si 2	6,994	-		-	-
Si 3	-	6,943	0,682	-	-
Si 4	0,982	-	-	-	-
Si 5	-	-	15,000	-	-
Si 6	0,713	-	1,113	0,939	-
Si 7	-	0,441	-	-	1,597

Sedangkan Tabel 4.22 berikut ini berisi tentang diameter sebelum dioptimisasi dengan satuan inci.

Tabel 4.22 Diameter Sebelum Optimisasi

	So 1 (Inchi)	So 3 (Inchi)	So 4 (Inchi)	So 6 (Inchi)	So 7 (Inchi)
Si 1	1	-	-	-	-
Si 2	1	-	-	-	-
Si 3	-	2	2	-	-
Si 4	1	-	-	-	-
Si 5	-	-	5	-	-
Si 6	1	-	1	1	-
Si 7	-	2	-	-	2

Dari variabel hasil optimisasi dilakukan perhitungan *cost* baik CAPEX dan OPEX, dan diperoleh nilai *cost* yang ditunjukkan pada Tabel 4.23 yang dibandingkan dengan hasil sesudah optimisasi dalam satuan US\$.

Tabel 4.23 Perbandingan *Cost* Hasil Optimisasi

So	Sebelum Optimasi		Sesudah Optimasi	
	CAPEX (US\$)	OPEX (US\$)	CAPEX (US\$)	OPEX (US\$)
1	2.395.755	1.904.817	1.721.691	1.243.876
2	0	0	0	0
3	1.867.957	903.630	247.066	202.927
4	2.262.834	875.753	797.111	660.846
5	0	0	0	0
6	531.315	518.013	0	0
7	688.074	335.887	352.359	335.888
TOTAL	7.745.935	4.538.101	3.118.228	2.443.536

Selisih dari *cost* sebelum optimisasi dan setelah optimisasi yaitu CAPEX sebesar US\$4.627.707 dan OPEX sebesar US\$2.094.565. Sehingga dalam hal ini nilai *cost* yang lebih minimum yaitu setelah dioptimisasi.

BAB V

PENUTUP

5.1 Kesimpulan

Adapun kesimpulan yang dapat diambil dari pengerjaan tugas akhir ini yaitu:

1. Dalam Jaringan pipa distribusi CO_2 untuk *enhanced Oil Recovery* ini, untuk memperoleh *cost* minimum baik CAPEX maupun OPEX, dipengaruhi oleh faktor-faktor seperti *cost* pipa, *cost CO_2 captured* baik PLTU maupun PLTG, dan *cost* daya kompresor.
2. Diperoleh nilai CAPEX minimum setiap *source* dalam mendistribusikan *CO_2 captured* yaitu *source* 1 sebesar US\$1.721.691, *source* 3 US\$247.066, *source* 4 US\$797.111, dan *source* 7 US\$352.359
3. Diperoleh nilai OPEX minimum setiap *source* dalam mendistribusikan *CO_2 Captured* yaitu *source* 1 sebesar US\$1.243.876, *source* 3 US\$202.927, *source* 4 US\$660.846, dan *source* 7 US\$335.888
4. Adapun *source* yang mendistribusikan *CO_2 Captured* hanya *source* 1, 3, 4, dan 7. Hal ini diakibatkan *source* 5 dan 6 memiliki jarak yang lebih jauh terhadap *sink* dibandingkan dengan *source* yang lain. Sedangkan *source* 2, yang dalam hal ini adalah PLTU memiliki *cost* yang lebih mahal dibanding PLTG (*source* 3).

5.2 Saran

Saran yang diberikan tentang pengerjaan tugas akhir ini yaitu:

1. Untuk kedepannya dapat dilakukan optimisasi jaringan perpipaan untuk seluruh Pulau Jawa

2. Terkait titik *source* dan *sink* lebih baik mengambil data dengan perusahaan yang bergerak di bidang *powerplant* dan minyak, agar data lebih detil dan hasil optimisasi dapat diusulkan kepada pihak bersangkutan.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] D. J. K. K. E. D. S. D. MINERAL, "Statistik Ketenagalistrikan 2014," DIREKTORAT JENDERAL KETENAGALISTRIKAN, 2015.
 - [2] Per E. S. Bergmo, Alv-Arne Grimstad Erik Lindeberg Fridtjof Riis Wenche T.Johansen, "Exploring geological storage sites for CO₂ from Norwegian gas power plants: Utsira South," *Elsevier*, 2009.
 - [3] K. ESDM, "Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT.Perusahaan Listrik Negara (PERSERO) Tahun 2016 s.d. 2025," Kementerian ESDM, Jakarta, 2016.
 - [4] O. M. Mathiassen, "CO₂ as Injection Gas for Enhanced Oil Recovery and Estimation of the Potential on the Norwegian Continental Shelf," NTNU – Norwegian University of Science and Technology, Norway, 2003.
 - [5] N. Dave*, T. Do, G. Puxty, R. Rowland, P.H.M. Feron and M. I. Attalla, "CO₂ capture by aqueous amines and aqueous ammonia," *Elsevier*, p. 2, 2009.
 - [6] S. Thomas, "Enhanced Oil Recovery – An Overview," dalam *IFP International Conference*, France, 2008.
 - [7] I. Program Dukungan Rendah Karbon untuk Kementerian Keuangan, "Opsi Kebijakan Fiskal dalam Mempromosikan
-

Penyerapan dan Penyimpanan Karbon pada Industri Minyak dan Gas di Indonesia,” Badan Kebijakan Fiskal - Kementerian Keuangan RI, 2015.

- [8] Rodolfo Dino, Yann Le Gallo, “CCS Project in Recôncavo Basin,” *Elsevier*, p. 1, 2009.
 - [9] Joseph Essandoh-Yeddu, Gürcan Gülen, “Economic modeling of carbon dioxide integrated pipeline network for enhanced oil recovery and geologic sequestration in the Texas Gulf Coast region,” *Elsevier*, 2009.
 - [10] McCollum, David L. and Joan M. Ogden, “Techno-Economic Models for Carbon Dioxide Compression, Transport, and Storage & Correlations for Estimating Carbon Dioxide Density and Viscosity,” Institute of Transportation Studies - University of California, Davis, 2006.
 - [11] “Appendix A1 Cost compilation,” Global CCS Institute, [Online]. Available: hub.globalccsinstitute.com/publications/carbon-dioxide-capture-and-storage-clean-development-mechanism-assessing-market-effec-9. [Diakses 27 April 2017].
 - [12] Saloni Gupta, Poonam Panwar, “Solving Travelling Salesman Problem Using Genetic Algorithm,” *ISSN: 2277 128X*, vol. 3, no. 6, p. 377, 2013.
 - [13] K. L. HIDUP, METODOLOGI PENGHITUNGAN TINGKAT EMISI GAS RUMAH KACA, Jakarta: KEMENTERIAN LINGKUNGAN
-

HIDUP, 2012.

- [14] Isis Fukai, Srikanta Mishra, Mark A. Moody, "Economic analysis of CO₂-enhanced oil recovery in Ohio: Implications for carbon capture, utilization, and storage in the Appalachian Basin region," *Greenhouse Gas Control*, p. 357–377, 2016.
 - [15] Sularso & Haruo Tahara, *Pompa & Kompresor*, Jakarta: PT. Pradnya Paramita, 2006.
 - [16] P. Amstrong, "Determining the Ratio of Specific Heats of Gases using Adiabatic Oscillations," University of Bristol, 2015.
 - [17] K. ESDM. [Online]. Available: statistik.migas.esdm.go.id. [Diakses 1 April 2017].
-

LAMPIRAN

Code Model Program Matlab

```
function jmin=ZZZZ(x)
%%
%SINK 1
Q1(1)=x(1);
Q1(2)=x(2);
Q1(3)=x(3);
Q1(4)=x(4);
Q1(5)=x(5);
Q1(6)=x(6);
Q1(7)=x(7);
d1=x(8);
mf1(1)=x(9);
mf1(2)=x(10);
mf1(3)=x(11);
mf1(4)=x(12);
mf1(5)=x(13);
mf1(6)=x(14);
mf1(7)=x(15);
%SINK 2
Q2(1)=x(16);
Q2(2)=x(17);
Q2(3)=x(18);
Q2(4)=x(19);
Q2(5)=x(20);
Q2(6)=x(21);
Q2(7)=x(22);
d2=x(23);
mf2(1)=x(24);
mf2(2)=x(25);
mf2(3)=x(26);
mf2(4)=x(27);
mf2(5)=x(28);
mf2(6)=x(29);
mf2(7)=x(30);
%SINK 3
Q3(1)=x(31);
```

```
Q3 (2)=x (32) ;
Q3 (3)=x (33) ;
Q3 (4)=x (34) ;
Q3 (5)=x (35) ;
Q3 (6)=x (36) ;
Q3 (7)=x (37) ;
d3=x (38) ;
mf3 (1)=x (39) ;
mf3 (2)=x (40) ;
mf3 (3)=x (41) ;
mf3 (4)=x (42) ;
mf3 (5)=x (43) ;
mf3 (6)=x (44) ;
mf3 (7)=x (45) ;
%SINK 4
Q4 (1)=x (46) ;
Q4 (2)=x (47) ;
Q4 (3)=x (48) ;
Q4 (4)=x (49) ;
Q4 (5)=x (50) ;
Q4 (6)=x (51) ;
Q4 (7)=x (52) ;
d4=x (53) ;
mf4 (1)=x (54) ;
mf4 (2)=x (55) ;
mf4 (3)=x (56) ;
mf4 (4)=x (57) ;
mf4 (5)=x (58) ;
mf4 (6)=x (59) ;
mf4 (7)=x (60) ;
%SINK 5
Q5 (1)=x (61) ;
Q5 (2)=x (62) ;
Q5 (3)=x (63) ;
Q5 (4)=x (64) ;
Q5 (5)=x (65) ;
Q5 (6)=x (66) ;
Q5 (7)=x (67) ;
d5=x (68) ;
mf5 (1)=x (69) ;
```

```

mf5(2)=x(70);
mf5(3)=x(71);
mf5(4)=x(72);
mf5(5)=x(73);
mf5(6)=x(74);
mf5(7)=x(75);
%SINK 6
Q6(1)=x(76);
Q6(2)=x(77);
Q6(3)=x(78);
Q6(4)=x(79);
Q6(5)=x(80);
Q6(6)=x(81);
Q6(7)=x(82);
d6=x(83);
mf6(1)=x(84);
mf6(2)=x(85);
mf6(3)=x(86);
mf6(4)=x(87);
mf6(5)=x(88);
mf6(6)=x(89);
mf6(7)=x(90);
%SINK 7
Q7(1)=x(91);
Q7(2)=x(92);
Q7(3)=x(93);
Q7(4)=x(94);
Q7(5)=x(95);
Q7(6)=x(96);
Q7(7)=x(97);
d7=x(98);
mf7(1)=x(99);
mf7(2)=x(100);
mf7(3)=x(101);
mf7(4)=x(102);
mf7(5)=x(103);
mf7(6)=x(104);
mf7(7)=x(105);
%%
%Jalur

```



```

A1=([Q1(1) Q1(2) Q1(3) Q1(4) Q1(5) Q1(6)
Q1(7)]);
A2=([Q2(1) Q2(2) Q2(3) Q2(4) Q2(5) Q2(6)
Q2(7)]);
A3=([Q3(1) Q3(2) Q3(3) Q3(4) Q3(5) Q3(6)
Q3(7)]);
A4=([Q4(1) Q4(2) Q4(3) Q4(4) Q4(5) Q4(6)
Q4(7)]);
A5=([Q5(1) Q5(2) Q5(3) Q5(4) Q5(5) Q5(6)
Q5(7)]);
A6=([Q6(1) Q6(2) Q6(3) Q6(4) Q6(5) Q6(6)
Q6(7)]);
A7=([Q7(1) Q7(2) Q7(3) Q7(4) Q7(5) Q7(6)
Q7(7)]);
%%
%Standart Ukuran Pipa Baja JIS 2002
%Diameter
D(1)=1;
D(2)=1.25;
D(3)=1.5;
D(4)=2;
D(5)=2.5;
D(6)=3;
D(7)=4;
D(8)=5;
D(9)=6;
D(10)=8;
D(11)=10;
D(12)=12;
D(13)=14;
D(14)=16;
D(15)=18;
D(16)=20;
%%
%L
Ls1=[44.86 101 101 108.2 152.68 211.34 213.08];
B1=Ls1*A1';

Ls2=[39.82 85.11 85.11 92.11 136.97 195.37
197.08];

```

```
B2=Ls2*A2';
```

```
Ls3=[63.15 39.28 39.28 45.85 104.44 147.97  
149.51];  
B3=Ls3*A3';
```

```
Ls4=[152.02 155.74 155.74 159.21 207.03 225.65  
226.98];  
B4=Ls4*A4';  
Ls5=[117.11 56.44 56.44 54.61 89.32 111.74  
112.98];  
B5=Ls5*A5';
```

```
Ls6=[141.64 81.93 81.93 78.86 102.77 110.81  
111.73];  
B6=Ls6*A6';
```

```
Ls7=[229.42 150.99 150.99 143.88 118.93 72.14  
71.33];  
B7=Ls7*A7';
```

```
%%  
%SINK 1  
if Q1(1)>0.99  
    mf1(1)=mf1(1);  
else  
    mf1(1)=0;  
end  
if Q1(2)>0.99  
    mf1(2)=mf1(2);  
else  
    mf1(2)=0;  
end  
if Q1(3)>0.99  
    mf1(3)=mf1(3);  
else  
    mf1(3)=0;  
end  
if Q1(4)>0.99  
    mf1(4)=mf1(4);
```

```

else
    mf1(4)=0;
end
if Q1(5)>0.99
    mf1(5)=mf1(5);
else
    mf1(5)=0;
end
if Q1(6)>0.99
    mf1(6)=mf1(6);
else
    mf1(6)=0;
end
if Q1(7)>0.99
    mf1(7)=mf1(7);
else
    mf1(7)=0;
end
%%
%SINK 2
if Q2(1)>0.99
    mf2(1)=mf2(1);
else
    mf2(1)=0;
end
if Q2(2)>0.99
    mf2(2)=mf2(2);
else
    mf2(2)=0;
end
if Q2(3)>0.99
    mf2(3)=mf2(3);
else
    mf2(3)=0;
end
if Q2(4)>0.99
    mf2(4)=mf2(4);
else
    mf2(4)=0;
end

```

```

if Q2(5)>0.99
    mf2(5)=mf2(5);
else
    mf2(5)=0;
end
if Q2(6)>0.99
    mf2(6)=mf2(6);
else
    mf2(6)=0;
end
if Q2(7)>0.99
    mf2(7)=mf2(7);
else
    mf2(7)=0;
end
%%
%SINK 3
if Q3(1)>0.99
    mf3(1)=mf3(1);
else
    mf3(1)=0;
end
if Q3(2)>0.99
    mf3(2)=mf3(2);
else
    mf3(2)=0;
end
if Q3(3)>0.99
    mf3(3)=mf3(3);
else
    mf3(3)=0;
end
if Q3(4)>0.99
    mf3(4)=mf3(4);
else
    mf3(4)=0;
end
if Q3(5)>0.99
    mf3(5)=mf3(5);
else

```

```

        mf3(5)=0;
end
if Q3(6)>0.99
    mf3(6)=mf3(6);
else
    mf3(6)=0;
end
if Q3(7)>0.99
    mf3(7)=mf3(7);
else
    mf3(7)=0;
end
%%
%SINK 4
if Q4(1)>0.99
    mf4(1)=mf4(1);
else
    mf4(1)=0;
end
if Q4(2)>0.99
    mf4(2)=mf4(2);
else
    mf4(2)=0;
end
if Q4(3)>0.99
    mf4(3)=mf4(3);
else
    mf4(3)=0;
end
if Q4(4)>0.99
    mf4(4)=mf4(4);
else
    mf4(4)=0;
end
if Q4(5)>0.99
    mf4(5)=mf4(5);
else
    mf4(5)=0;
end
if Q4(6)>0.99

```

```

        mf4(6)=mf4(6);
else
    mf4(6)=0;
end
if Q4(7)>0.99
    mf4(7)=mf4(7);
else
    mf4(7)=0;
end

%SINK 5
if Q5(1)>0.99
    mf5(1)=mf5(1);
else
    mf5(1)=0;
end
if Q5(2)>0.99
    mf5(2)=mf5(2);
else
    mf5(2)=0;
end
if Q5(3)>0.99
    mf5(3)=mf5(3);
else
    mf5(3)=0;
end
if Q5(4)>0.99
    mf5(4)=mf5(4);
else
    mf5(4)=0;
end
if Q5(5)>0.99
    mf5(5)=mf5(5);
else
    mf5(5)=0;
end
if Q5(6)>0.99
    mf5(6)=mf5(6);
else
    mf5(6)=0;
end

```

```

end
if Q5(7)>0.99
    mf5(7)=mf5(7);
else
    mf5(7)=0;
end
%%
%SINK 6
if Q6(1)>0.99
    mf6(1)=mf6(1);
else
    mf6(1)=0;
end
if Q6(2)>0.99
    mf6(2)=mf6(2);
else
    mf6(2)=0;
end
if Q6(3)>0.99
    mf6(3)=mf6(3);
else
    mf6(3)=0;
end
if Q6(4)>0.99
    mf6(4)=mf6(4);
else
    mf6(4)=0;
end
if Q6(5)>0.99
    mf6(5)=mf6(5);
else
    mf6(5)=0;
end
if Q6(6)>0.99
    mf6(6)=mf6(6);
else
    mf6(6)=0;
end
if Q6(7)>0.99
    mf6(7)=mf6(7);

```

```

else
    mf6(7)=0;
end
%%
%SINK 7
if Q7(1)>0.99
    mf7(1)=mf7(1);
else
    mf7(1)=0;
end
if Q7(2)>0.99
    mf7(2)=mf7(2);
else
    mf7(2)=0;
end
if Q7(3)>0.99
    mf7(3)=mf7(3);
else
    mf7(3)=0;
end
if Q7(4)>0.99
    mf7(4)=mf7(4);
else
    mf7(4)=0;
end
if Q7(5)>0.99
    mf7(5)=mf7(5);
else
    mf7(5)=0;
end
if Q7(6)>0.99
    mf7(6)=mf7(6);
else
    mf7(6)=0;
end
if Q7(7)>0.99
    mf7(7)=mf7(7);
else
    mf7(7)=0;
end

```



```

%%
%Mass flowrate
MsC1=[mf1(1) mf1(2) mf1(3) mf1(4) mf1(5) mf1(6)
mf1(7)];
C1=MsC1*A1';
er1=abs(C1-50);

MsC2=[mf2(1) mf2(2) mf2(3) mf2(4) mf2(5) mf2(6)
mf2(7)];
C2=MsC2*A2';
er2=abs(C2-7);

MsC3=[mf3(1) mf3(2) mf3(3) mf3(4) mf3(5) mf3(6)
mf3(7)];
C3=MsC3*A3';
er3=abs(C3-7);

MsC4=[mf4(1) mf4(2) mf4(3) mf4(4) mf4(5) mf4(6)
mf4(7)];
C4=MsC4*A4';
er4=abs(C4-1);

MsC5=[mf5(1) mf5(2) mf5(3) mf5(4) mf5(5) mf5(6)
mf5(7)];
C5=MsC5*A5';
er5=abs(C5-15);

MsC6=[mf6(1) mf6(2) mf6(3) mf6(4) mf6(5) mf6(6)
mf6(7)];
C6=MsC6*A6';
er6=abs(C6-1.2);

MsC7=[mf7(1) mf7(2) mf7(3) mf7(4) mf7(5) mf7(6)
mf7(7)];
C7=MsC7*A7';
er7=abs(C7-1.6);
%%
%ANNUAL CAPEX & OPEX PIPELINES
capex_pipel=31377*(D(d1))*B1*0.15;

```

```

opex_pipe1=4654*B1;

capex_pipe2=31377*(D(d2))*B2*0.15;
opex_pipe2=4654*B2;

capex_pipe3=31377*(D(d3))*B3*0.15;
opex_pipe3=4654*B3;

capex_pipe4=31377*(D(d4))*B4*0.15;
opex_pipe4=4654*B4;

capex_pipe5=31377*(D(d5))*B5*0.15;
opex_pipe5=4654*B5;

capex_pipe6=31377*(D(d6))*B6*0.15;
opex_pipe6=4654*B6;

capex_pipe7=31377*(D(d7))*B7*0.15;
opex_pipe7=4654*B7;
%%
%ANNUAL CAPEX & OPEX COMPRESSOR
Re1=4*((10^3*(C1+er1))/31536)/(3.14*(2*(10^-
5))*(0.0254*D(d1)));
%BILANGAN REYNOLDS
f1=1/(4*((-
1.8*log10((6.91/Re1)+((12*(0.00015/D(d1)))/3.7)
^1.11)))^2)); %Friction Factor
dp1=8*f1*((1000*B1)/((0.0254*D(d1))^5))*((((10^
3)*(C1+er1))/31536)^2)/(410.5*(pi^2));
%DP (Pa)
Ps=100000;
%Pressure Suction (Pa)
Pd=7380000;
%Pressure Discharge (Pa)
W1=((4.33*((Ps*((((10^3)*(C1+er1))/525.6)/410.5)
)/60000))*(((Pd+dp1)/Ps)^0.23)-1))/0.85; %Daya
kompresor (kW)
capex_comp1=(2903*W1)/6;
opex_comp1=0.04*(capex_comp1);

```

```

Re2=4*((10^3*(C2+er2))/31536)/(3.14*(2*(10^-
5))*(0.0254*D(d2)));
%BILANGAN REYNOLDS
f2=1/(4*((-
1.8*log10((6.91/Re2)+((12*(0.00015/D(d2)))/3.7)
^1.11)))^2)); %Friction Factor
dp2=8*f2*((1000*B2)/((0.0254*D(d2))^5))*((((10^
3)*(C2+er2))/31536)^2)/(410.5*(pi^2)));
%DP (Pa)
Ps=100000;
%Pressure Suction (Pa)
Pd=7380000;
%Pressure Discharge (Pa)
W2=((4.33*((Ps*(((10^3)*(C2+er2))/525.6)/410.5)
)/60000))*(((Pd+dp2)/Ps)^0.23)-1)/0.85; %Daya
kompresor (kW)
capex_comp2=(2903*W2)/6;
opex_comp2=0.04*(capex_comp2);

Re3=4*((10^3*(C3+er3))/31536)/(3.14*(2*(10^-
5))*(0.0254*D(d3)));
%BILANGAN REYNOLDS
f3=1/(4*((-
1.8*log10((6.91/Re3)+((12*(0.00015/D(d3)))/3.7)
^1.11)))^2)); %Friction Factor
dp3=8*f3*((1000*B3)/((0.0254*D(d3))^5))*((((10^
3)*(C3+er3))/31536)^2)/(410.5*(pi^2))); %DP
(Pa)
Ps=100000;
%Pressure Suction (Pa)
Pd=7380000;
%Pressure Discharge (Pa)
W3=((4.33*((Ps*(((10^3)*(C3+er3))/525.6)/410.5)
)/60000))*(((Pd+dp3)/Ps)^0.23)-1)/0.85 ;%Daya
kompresor (kW)
capex_comp3=(2903*W3)/6;
opex_comp3=0.04*(capex_comp3);

```

```

Re4=4*((10^3*(C4+er4))/31536)/(3.14*(2*(10^-
5))*(0.0254*D(d4)));
%BILANGAN REYNOLDS
f4=1/(4*((-
1.8*log10((6.91/Re4)+(((12*(0.00015/D(d4)))/3.7)
^1.11)))^2)); %Friction Factor
dp4=8*f4*((1000*B4)/((0.0254*D(d4))^5))*((((10^
3)*(C4+er4))/31536)^2)/(410.5*(pi^2));
%DP (Pa)
Ps=100000;
%Pressure Suction (Pa)
Pd=7380000;
%Pressure Discharge (Pa)
W4=((4.33*((Ps*(((10^3)*(C4+er4))/525.6)/410.5)
)/60000))*(((Pd+dp4)/Ps)^0.23)-1)/0.85; %Daya
kompresor (kW)
capex_comp4=(2903*W4)/6;
opex_comp4=0.04*(capex_comp4);

Re5=4*((10^3*(C5+er5))/31536)/(3.14*(2*(10^-
5))*(0.0254*D(d5)));
%BILANGAN REYNOLDS
f5=1/(4*((-
1.8*log10((6.91/Re5)+(((12*(0.00015/D(d5)))/3.7)
^1.11)))^2)); %Friction Factor
dp5=8*f5*((1000*B5)/((0.0254*D(d5))^5))*((((10^
3)*(C5+er5))/31536)^2)/(410.5*(pi^2));
%DP (Pa)
Ps=100000;
%Pressure Suction (Pa)
Pd=7380000;
%Pressure Discharge (Pa)
W5=((4.33*((Ps*(((10^3)*(C5+er5))/525.6)/410.5)
)/60000))*(((Pd+dp5)/Ps)^0.23)-1)/0.85; %Daya
kompresor (kW)
capex_comp5=(2903*W5)/6;
opex_comp5=0.04*(capex_comp5);

```

```

Re6=4*((10^3*(C6+er6))/31536)/(3.14*(2*(10^-
5))*(0.0254*D(d6)));
%BILANGAN REYNOLDS
f6=1/(4*((-
1.8*log10((6.91/Re6)+((12*(0.00015/D(d6)))/3.7)
^1.11)))^2)); %Friction Factor
dp6=8*f6*((1000*B6)/((0.0254*D(d6))^5))*((((10^
3)*(C6+er6))/31536)^2)/(410.5*(pi^2));
%DP (Pa)
Ps=100000;
%Pressure Suction (Pa)
Pd=7380000;
%Pressure Discharge (Pa)
W6=((4.33*((Ps*(((10^3)*(C6+er6))/525.6)/410.5)
)/60000))*(((Pd+dp6)/Ps)^0.23)-1)/0.85; %Daya
kompresor (kW)
capex_comp6=(2903*W6)/6;
opex_comp6=0.04*(capex_comp6);

Re7=4*((10^3*(C7+er7))/31536)/(3.14*(2*(10^-
5))*(0.0254*D(d7)));
%BILANGAN REYNOLDS
f7=1/(4*((-
1.8*log10((6.91/Re7)+((12*(0.00015/D(d7)))/3.7)
^1.11)))^2)); %Friction Factor
dp7=8*f7*((1000*B7)/((0.0254*D(d7))^5))*((((10^
3)*(C7+er7))/31536)^2)/(410.5*(pi^2));
%DP (Pa)
Ps=100000;
%Pressure Suction (Pa)
Pd=7380000;
%Pressure Discharge (Pa)
W7=((4.33*((Ps*(((10^3)*(C7+er7))/525.6)/410.5)
)/60000))*(((Pd+dp7)/Ps)^0.23)-1)/0.85; %Daya
kompresor (kW)
capex_comp7=(2903*W7)/6;
opex_comp7=0.04*(capex_comp7);
%%
%%
%ANNUAL CAPEX & OPEX CO2 CAPTURED

```

```

%PLTU
%ANNUAL CAPEX & OPEX CO2 CAPTURED
%CAPEX
capex_co2capt_pltu1=(62310*((C1-mf1(3)-
mf1(5))+er1))/6;
capex_co2capt_pltg1=(53310*((C1-mf1(1)-mf1(2)-
mf1(4)-mf1(6)-mf1(7))+er1))/6;

capex_co2capt_pltu2=(62310*((C2-mf2(3)-
mf2(5))+er2))/6;
capex_co2capt_pltg2=(53310*((C2-mf2(1)-mf2(2)-
mf2(4)-mf2(6)-mf2(7))+er2))/6;

capex_co2capt_pltu3=(62310*((C3-mf3(3)-
mf3(5))+er3))/6;
capex_co2capt_pltg3=(53310*((C3-mf3(1)-mf3(2)-
mf3(4)-mf3(6)-mf3(7))+er3))/6;

capex_co2capt_pltu4=(62310*((C4-mf4(3)-
mf4(5))+er4))/6;
capex_co2capt_pltg4=(53310*((C4-mf4(1)-mf4(2)-
mf4(4)-mf4(6)-mf4(7))+er4))/6;

capex_co2capt_pltu5=(62310*((C5-mf5(3)-
mf5(5))+er5))/6;
capex_co2capt_pltg5=(53310*((C5-mf5(1)-mf5(2)-
mf5(4)-mf5(6)-mf5(7))+er5))/6;

capex_co2capt_pltu6=(62310*((C6-mf6(3)-
mf6(5))+er6))/6;
capex_co2capt_pltg6=(53310*((C6-mf6(1)-mf6(2)-
mf6(4)-mf6(6)-mf6(7))+er6))/6;

capex_co2capt_pltu7=(62310*((C7-mf7(3)-
mf7(5))+er7))/6;
capex_co2capt_pltg7=(53310*((C7-mf7(1)-mf7(2)-
mf7(4)-mf7(6)-mf7(7))+er7))/6;

%OPEX

```

```

opex_co2capt_pltu1=14710*((C1-mf1(3)-
mf1(5))+er1)/6);
opex_co2capt_pltg1=17320*((C1-mf1(1)-mf1(2)-
mf1(4)-mf1(6)-mf1(7))+er1)/6);

```

```

opex_co2capt_pltu2=14710*((C2-mf2(3)-
mf2(5))+er2)/6);
opex_co2capt_pltg2=17320*((C2-mf2(1)-mf2(2)-
mf2(4)-mf2(6)-mf2(7))+er2)/6);

```

```

opex_co2capt_pltu3=14710*((C3-mf3(3)-
mf3(5))+er3)/6);
opex_co2capt_pltg3=17320*((C3-mf3(1)-mf3(2)-
mf3(4)-mf3(6)-mf3(7))+er3)/6);

```

```

opex_co2capt_pltu4=14710*((C4-mf4(3)-
mf4(5))+er4)/6);
opex_co2capt_pltg4=17320*((C4-mf4(1)-mf4(2)-
mf4(4)-mf4(6)-mf4(7))+er4)/6);

```

```

opex_co2capt_pltu5=14710*((C5-mf5(3)-
mf5(5))+er5)/6);
opex_co2capt_pltg5=17320*((C5-mf5(1)-mf5(2)-
mf5(4)-mf5(6)-mf5(7))+er5)/6);

```

```

opex_co2capt_pltu6=14710*((C6-mf6(3)-
mf6(5))+er6)/6);
opex_co2capt_pltg6=17320*((C6-mf6(1)-mf6(2)-
mf6(4)-mf6(6)-mf6(7))+er6)/6);

```

```

opex_co2capt_pltu7=14710*((C7-mf7(3)-
mf7(5))+er7)/6);
opex_co2capt_pltg7=17320*((C7-mf7(1)-mf7(2)-
mf7(4)-mf7(6)-mf7(7))+er7)/6);

```

```

%%

```

```

%CAPEX & OPEX

```

```

cost1=(capex_pipe1+capex_co2capt_pltu1+capex_co2
capt_pltg1+capex_comp1)+opex_pipe1+opex_co2capt_
pltu1+opex_co2capt_pltg1+opex_comp1;

```

```

cost2=(capex_pipe2+capex_co2capt_pltu2+capex_co2
capt_pltg2+capex_comp2)+opex_pipe2+opex_co2capt_
pltu2+opex_co2capt_pltg2+opex_comp2;
cost3=(capex_pipe3+capex_co2capt_pltu3+capex_co2
capt_pltg3+capex_comp3)+opex_pipe3+opex_co2capt_
pltu3+opex_co2capt_pltg3+opex_comp3;
cost4=(capex_pipe4+capex_co2capt_pltu4+capex_co2
capt_pltg4+capex_comp4)+opex_pipe4+opex_co2capt_
pltu4+opex_co2capt_pltg4+opex_comp4;
cost5=(capex_pipe5+capex_co2capt_pltu5+capex_co2
capt_pltg5+capex_comp5)+opex_pipe5+opex_co2capt_
pltu5+opex_co2capt_pltg5+opex_comp5;
cost6=(capex_pipe6+capex_co2capt_pltu6+capex_co2
capt_pltg6+capex_comp6)+opex_pipe6+opex_co2capt_
pltu6+opex_co2capt_pltg6+opex_comp6;
cost7=(capex_pipe7+capex_co2capt_pltu7+capex_co2
capt_pltg7+capex_comp7)+opex_pipe7+opex_co2capt_
pltu7+opex_co2capt_pltg7+opex_comp7;
%%
%FUNGSI OBJEKTIF
jmin=1/(cost1+cost2+cost3+cost4+cost5+cost6+cost
7);
end

```